



UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TESIS DOCTORAL

Título
Optimización de minicentrales hidroeléctricas dedicadas a otros usos
Autor/es
Eduardo Martínez Prado
Director/es
Pedro María Lara Santillán y Luis Alfredo Fernández Jiménez
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Eléctrica
Curso Académico
2014-2015



Optimización de minicentrales hidroeléctricas dedicadas a otros usos
, tesis doctoral

de Eduardo Martínez Prado, dirigida por Pedro María Lara Santillán y Luis Alfredo Fernández Jiménez (publicada por la Universidad de La Rioja), se difunde bajo una
Licencia

Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported.
Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los
titulares del copyright.

UNIVERSIDAD DE LARIOJA



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.

PROGRAMA: INGENIERÍA ELÉCTRICA, MATEMÁTICAS Y COMPUTACIÓN.

*Optimización de minicentrales hidroeléctricas
dedicadas a otros usos*

DOCTORANDO:

Eduardo Martínez Prado

DIRECTORES DE TESIS:

Dr. Pedro M^a Lara Santillán

Dr. Luis Alfredo Fernández Jiménez

Logroño 2015

Agradecimientos:

A mis padres Primitivo y Tiani, los que siempre están ahí en todos los retos de mi vida, en los buenos y en los menos buenos, brindándome su apoyo incondicional, su ánimo y su fuerza.

Para vosotros, eternamente agradecido.

A mi esposa Eva y a mis hijos Elena y Enrique, que tantas ausencias me han perdonado para elaborar esta tesis, y que son los motores de mi vida; sus sonrisas, besos y abrazos me hacen sentir capaz de todo, y llenan mi vida.

A vosotros, que siempre estáis en mi mente y mi corazón.

A mis directores de Tesis Pedro y Alfredo, que gracias a su apoyo y dedicación incondicional han hecho posible este reto, y a los que considero más amigos que directores, y a los que aprecio profundamente.

Gracias por vuestro apoyo, trabajo y diligencia.

A aquellas personas que me han acompañado a lo largo del camino de elaboración de esta tesis, y que altruistamente me han brindado su apoyo y su ánimo cuando lo he necesitado.

A los que desde aquí doy mi agradecimiento.

Eduardo Martínez Prado

**TRABAJO PRESENTADO POR D. EDUARDO MARTÍNEZ PRADO PARA LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE DOCTOR.**

TÍTULO DE LA TESIS:

OPTIMIZACIÓN DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEDICADAS A OTROS USOS.

Doctores directores del trabajo:

Dr. Pedro Lara Santillán.

Dr. Luis Alfredo Fernández Jiménez

Programa de doctorado:

911- Ingeniería, Matemáticas y Computación.

Códigos Unesco:

332202- Técnica energética.

330515- Ingeniería Hidráulica.

120808- Procesos estocásticos.

Índice de contenidos.

1	Introducción	1
2	Objetivos	4
2.1	Predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas	7
2.2	Establecimiento de las variables de captación y conducción	8
2.2.1	La instalación de captación	8
2.2.2	Las características hidrológicas	9
2.2.3	Derechos y cesiones del agua	9
2.2.4	Normativa	10
2.2.5	La conducción	10
2.3	Establecimiento de las variables de la turbina, enlace mecánico, generador y generación de energía eléctrica	10
2.4	Establecimiento de las variables propias del proceso en la ETAP	11
2.5	Normativa del sector eléctrico	11
2.6	Optimizar la gestión de flujos del agua para maximizar la producción eléctrica a través de los objetivos anteriores	12
3	Estado del arte	14
3.1	Generación hidroeléctrica	14
3.2	Gestión de reservas	17
3.3	Predicción del consumo de agua mediante variables atmosféricas	17
3.4	Los datos de entrada	21
3.5	Los modelos predictivos	21
3.6	Eficiencia económica de la producción	22
4	Fundamentos	24
4.1	Modelos estocásticos	25
4.1.1	Procesos estocásticos estacionarios	28
4.2	Modelos autorregresivos	29
4.3	Modelos basados en inteligencia computacional	31
4.3.1	Lógica Difusa	31
4.3.2	Computación Evolutiva	33
4.3.3	Redes Neuronales	34
4.4	Método de los multiplicadores de Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker, o KKT	39
4.4.1	Definición	40
4.4.2	Definición de contorno KKT	41
4.4.3	Conclusión	42
4.4.4	Condiciones de Karush-Kuhn-Tucker o KKT	43
4.4.5	Condiciones necesarias de primer orden	43
4.4.6	Condiciones de regularidad (clasificación de las restricciones)	44
4.5	Métodos de cálculo de pérdidas de carga en conducciones	45
4.6	Métodos de cálculo para otros elementos	46
5	Metodología	47
6	Elección de modelos y cálculo de variables	51
6.1	Predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas mediante sistemas de inferencia difusa	51
6.1.1	Meteorología	53
6.1.3	Obtención de variables meteorológicas	55
6.1.4	Consumo de agua	55

6.1.5	Filtrado y Normalización.....	56
6.1.6	Implementación del modelo	61
6.1.7	Resultados.....	66
6.2	Establecimiento de las variables de captación y conducción	81
6.2.1	Estudio del río y su cuenca	81
6.2.2	Establecimiento de las variables de la conducción.....	82
6.3	Establecimiento de las variables de la turbina, enlace mecánico, generador y transformador de energía eléctrica	95
6.3.1	Turbina	96
6.3.2	Acoplamiento mecánico	99
6.3.3	Generador	100
6.3.4	Transformador.....	101
6.4	Calculo de rendimientos.....	102
7	Establecimiento de las variables propias del proceso de la planta	107
8	Normativa sobre producción y comercialización de energía eléctrica	109
9	Elección del mecanismo de retribución de la energía eléctrica producida en régimen retributivo específico.....	117
9.1	Régimen retributivo específico.....	117
10	Las reservas	122
11	Establecimiento del punto óptimo de funcionamiento de conducción y turbina	125
12	Optimización de la producción de energía eléctrica a través de los objetivos anteriores	133
12.1	Ecuación de balance de flujos.....	137
12.2	Selección de los modelos de optimización	138
12.2.1	Restricciones del sistema de predicción del consumo de agua	142
12.2.2	Restricciones del Sistema de captación.....	143
12.2.3	Restricciones del Sistema de conducción.....	144
12.2.4	Restricciones del Sistema Generador.....	145
12.2.5	Restricciones del Sistema de tratamiento o planta	145
12.3	Restricciones externas	146
12.4	Implementación del modelo optimizado	151
12.5	Simulación del modelo optimizado.....	156
12.6	Rendimiento económico.....	169
12.7	Costes de producción.....	177
12.8	Resultados.....	180
13	Conclusiones.....	183
13.1	Análisis de las infraestructuras.....	185
13.2	Sistema de Captación	185
13.3	Conducción.....	186
13.4	Grupo turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador TAGT	186
13.5	Análisis del entorno	187
13.6	Decálogo para el diseño de centrales hidroeléctricas con procesos principales distintos de la generación eléctrica	187
13.7	Innovaciones	194
13.8	Futuras líneas de investigación.....	195
14	Referencias	196
APENDICE A:	202

Apéndice-A

A1. Antecedentes	203
A2. Climatología de la ciudad de Logroño.....	206
A3. Obtención de variables atmosféricas y de consumo de agua.....	209
A3.1. Meteorología.....	209
A3.2. Consumo de agua	211
A4. Normalización	213
A5. Establecimiento de las variables de captación y conducción.....	216
A5.1. Estudio del río y su cuenca (Morfología e Hidrología).	217
A5.2. Masas de agua diferenciadas en la cuenca del río Iregua.....	231
A5.3. Establecimiento de las variables de la conducción	240
A6. Calculo empírico de las pérdidas de carga.....	243
A7. Calculo de pérdidas de carga por Darcy-Weisbach.....	247
A8. Métodos de cálculo para otros elementos.....	261
A9. Establecimiento de las variables de la turbina, enlace mecánico, alternador y transformador de energía eléctrica	262
A9.1. Turbina.....	262
A9.2. Acoplamiento mecánico	266
A9.3. Generador.....	267
A9.4. Transformador	267
A9.5. Calculo de rendimientos	268
A10. Establecimiento de las variables propias del proceso de la ETAP	272
A11. Normativa sobre producción y comercialización de energía eléctrica.....	274
A11.1. Elección del mecanismo de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.....	274
A11.2. Clasificación de la instalación	275
A12. Las reservas	276
A13. Establecimiento del punto óptimo de funcionamiento de conducción y turbina.....	281
A14. Optimización de la producción de energía eléctrica a través de los objetivos anteriores	288
A14.1. Ecuación de balance de flujos	291
A15. Elección de los modelos de optimización	293
A15.1. Restricciones del sistema de predicción atmosférico	296
A15.2. Restricciones del Sistema de captación	297
A15.3. Restricciones del Sistema de conducción	298
A15.4. Restricciones del Sistema Generador	299
A15.5. Restricciones del Sistema de tratamiento o planta.....	299

A15.6. Restricciones externas	300
A16. Implementación del modelo optimizado	305
A16.1. Simulación del modelo optimizado.....	309
A16.2. Rendimiento económico.....	322
A16.3. Costes de producción	329
A16.4. Resultados	330
A17. Conclusiones	333
A17.1. Análisis de las infraestructuras	334
A17.1.1. Sistema de Captación.....	334
A17.1.2. Conducción.....	335
A17.1.3. Grupo turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador	336
A17.2. Análisis del entorno	337

1 Introducción

Los sistemas de generación de energía suponen una parte importante e imprescindible de nuestro sistema económico, cultural, social y ambiental; permiten mejorar notablemente nuestro bienestar y condicionan notablemente nuestro futuro; tal condicionamiento presenta numerosos factores tales como económicos, medioambientales o sostenibilidad y por ello suponen recursos valiosos que es necesario aprovechar y optimizar al máximo.

De todos los sistemas de generación de energía este estudio se centra en los hidroeléctricos, en concreto en la **optimización de minicentrales hidroeléctricas dedicadas a otros usos**, de centrales de agua fluyente y presión media, como la mostrada en la figura 1.1, implementadas en instalaciones de estaciones de tratamiento de agua potable, (ETAP) cuyo principal objetivo no es la producción de energía eléctrica.

La generación de energía en este tipo de instalaciones es normalmente relegada a las necesidades y características específicas del proceso principal, lo que supone una oportunidad de estudio sumamente interesante.

Las características de funcionamiento de centrales o mini-centrales hidroeléctricas asociadas a instalaciones con procesos principales de diferente naturaleza, presentan particularidades propias, determinadas en gran medida por el proceso al que están relegadas.

La optimización de sistemas hidroeléctricos de producción de energía eléctrica es un tema ampliamente estudiado desde numerosos puntos de vista, tanto técnicos como ambientales, teniendo en cuenta variables típicas del proceso de generación en centrales hidroeléctricas, como pueden ser las características de turbina, generador, acoplamientos mecánicos, caudal, altura del salto, presión, estacionalidad, etc. que no se adaptan completamente a un proceso donde la generación de energía eléctrica no es el propósito principal, por eso en este estudio se han tenido en cuenta, además de las variables típicas de estudio, las variables propias de una ETAP, como consumo de agua, tiempo de proceso en planta, estacionalidad de la demanda, y otras no tan aparentemente relacionadas como las variables meteorológicas.

Las características particulares de este tipo de instalaciones (ETAP) hace que se necesiten sistemas de gestión y predicción, distintos y adaptados, esencialmente diferentes de los puramente destinados a la generación de energía eléctrica y hacer que sean más eficaces, eficientes, ecológicas, sostenibles, económicas y rentables, y que supone el principal objetivo de esta tesis.

Comenzando por la estimación de la demanda de agua por parte de los consumidores, analizando los factores que la rigen, tales como, estacionalidad y climatología, lo que a priori es importante no solo para la estimación del montante necesario de agua a depurar para mantener las reservas constantes sino también para calcular la duración de dichas reservas en caso de imprevistos como averías en la captación, conducción, recepción o proceso de depuración de la ETAP.

Además de permitir conocer de antemano la cantidad de agua que se necesita procesar y poder distribuir convenientemente el proceso de depuración y sobre todo como, cuando y cuanto se realiza la recepción de agua en la planta.

Tras conocer el montante de agua necesario es preciso conocer otros parámetros relevantes, como caudal máximo admisible para turbinar, el caudal disponible en la captación, respetar los caudales ecológicos de la cuenca y otras limitaciones tanto técnicas, como normativas y otras particulares de la cuenca como aprovechamientos, trasvases, cesiones, riegos, etc.

Con todos estos condicionamientos el problema se torna considerablemente más complejo, por la gran cantidad de variables a computar, y es necesario un profundo análisis para identificar los sistemas que conforman el modelo.

Para la evaluación de modelos y la validación de resultados, se ha tomado como referencia una ETAP del entorno de La Rioja, cuya finalidad es acercar los modelos teóricos a la realidad de una estación depuradora de agua, se puede consultar esta relación en el Apéndice-A.

La planta tomada como referencia para esta tesis es la estación depuradora del bajo Iregua (ETAP) sita en Lardero (La Rioja), dicha estación se abastece de agua a través de la cuenca del río Iregua, cuyo caudal es regulado desde los embalses de González Lacasa y Pajares y se puede clasificar como central de agua fluyente o de derivación (figura 1.1), alimentada mediante una conducción cerrada de 13'77 Km. de longitud que toma el agua desde el azud de Zumacares en la localidad de Castañares de las Cuevas (La Rioja), también dispone de una captación a través de canal abierto que asegura el aprovisionamiento en caso de imponderables o necesidad.

Esta ETAP empezó a operar en 1960 y a lo largo del tiempo ha sufrido numerosas ampliaciones y actualizaciones en sus instalaciones. Actualmente suministra un caudal de unos 103.000 m³/día de agua potable, dando servicio a varias poblaciones, entre ellas Logroño, Alberite, Lardero y Villamediana con un total de aproximadamente 178.457 habitantes, además de industrias de todo tipo.

Aunque se ha tomado como referencia la ETAP del bajo Iregua, este estudio pretende aportar soluciones innovadoras para todo tipo de instalaciones cuya materia prima sea el agua, destinada a un proceso principal indeterminado, y que posea una instalación de generación de energía eléctrica asociada.

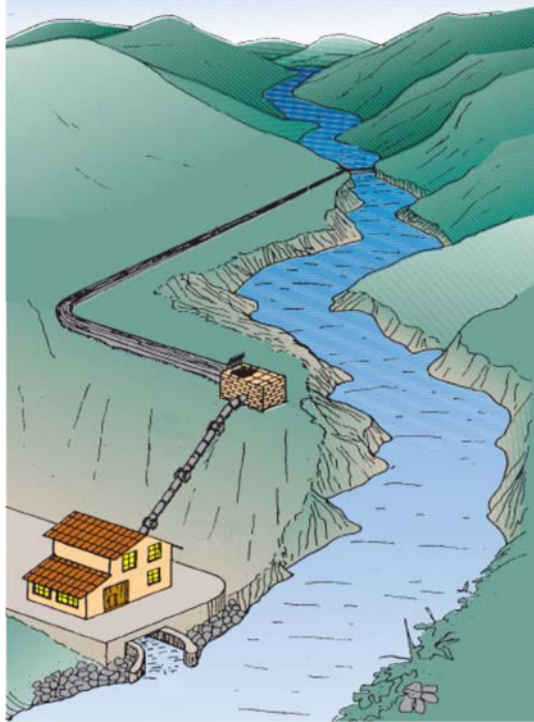


Figura 1.1: Esquema de una central de agua fluyente o de derivación.

Para conseguir que los resultados y conclusiones sean aplicables a otras configuraciones, se han tenido en cuenta criterios de portabilidad y escalado, aunque alguno de los sistemas considerados no esté presente o tenga distinta naturaleza, siempre y cuando pueda ser modelado en forma matemática según sus parámetros fundamentales.

2 Objetivos

Para la optimización de la producción de energía eléctrica de una ETAP, se opta por dividir el problema en cada uno de los sistemas que forman parte de la instalación, y que relacionen partes físicamente afines de cada proceso. Si los sistemas están intrínsecamente relacionados entre sí, la modelación y optimización de cada sistema por separado mejora notablemente los resultados y simplifica sobremanera la optimización del conjunto. Esta decisión se justifica por las diferentes naturalezas y principios físicos implicados en cada uno de los sistemas y por los diferentes objetivos a conseguir en cada uno de ellos, con los que lograr el objetivo principal de optimización del conjunto.

Para comprender los objetivos que se pretenden conseguir es necesario estudiar en primera instancia el alcance del problema con todos los sistemas implicados, representados de forma que se simplifique el planteamiento y mejore el entendimiento del mismo. Estos sistemas se pueden apreciar en la figura 2.1, brindando una vista general esquemática del conjunto de la ETAP.

Se ha ampliado el conjunto de sistemas que van a formar parte del estudio, no centrando el estudio exclusivamente a los relativos a la ETAP, añadiendo el sistema Climático, como importante a la hora de acometer la optimización.

Así, se ha representado esquemáticamente todo el proceso de una ETAP y los diferentes sistemas que lo componen, para posteriormente poder profundizar con detenimiento en cada uno de ellos. Estos sistemas son:

- Sistema de captación y conducción.
- Sistema del conjunto turbina-generador.
- Sistema de planta de tratamiento y almacenamiento.
- Sistema climático y de demanda de agua.

En la figura 2.1, se muestran todos los elementos que forman parte de los sistemas, entre estos elementos se enumeran por orden de actuación, los siguientes:

- Cuenca hidrográfica.
- Captación en Azud.
- Conducción.
- Turbina.
- Acoplamiento mecánico.
- Generador o alternador.
- Transformador.
- Proceso de planta o tratamiento.
- Depósitos de reservas.

Además de una serie de elementos o conceptos efímeros y cambiantes a lo largo del tiempo, pero decisivos en la ETAP, tales como:

- Disponibilidad de agua en la captación.
- Caudal de entrada.
- Energía generada.
- Tiempo de tratamiento.
- Nivel de reservas.
- Demanda de agua.

Sin dejar de lado otros factores ajenos a la instalación, pero sumamente importantes en la optimización, como son:

- Normativas medio ambientales.
- Normativas en materia de generación de energía eléctrica.
- Mercados eléctricos.

Todos los sistemas mostrados en la figura 2.1 forman parte de una ETAP y se han añadido aquellos que ayudarán a optimizar la generación de energía. Cada sistema está intrínsecamente ligado a los demás; el objetivo principal de este trabajo es optimizar la producción eléctrica y para ello se plantean los siguientes objetivos para cada uno de los sistemas:

1. Predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas.
2. Establecimiento de las variables de captación y conducción, tanto legales (normativa, cesiones, usos del agua, etc.), como físicas (caudal disponible en el río, pérdidas de carga en la conducción, caudales de captación máximo y mínimo, caudal ecológico, etc.).
3. Establecimiento de las variables del sistema generador: turbina, enlace mecánico, alternador y transformador (curvas de trabajo, curvas de rendimiento, punto óptimo, etc.).
4. Establecimiento de las variables propias del proceso principal de la instalación.
5. Optimización de la captación de agua para maximizar la producción eléctrica a través de los objetivos 1, 2, 3 y 4, mediante los métodos más apropiados, manteniendo constante el nivel de las reservas, asegurando en todo momento el suministro de agua potable a los consumidores.

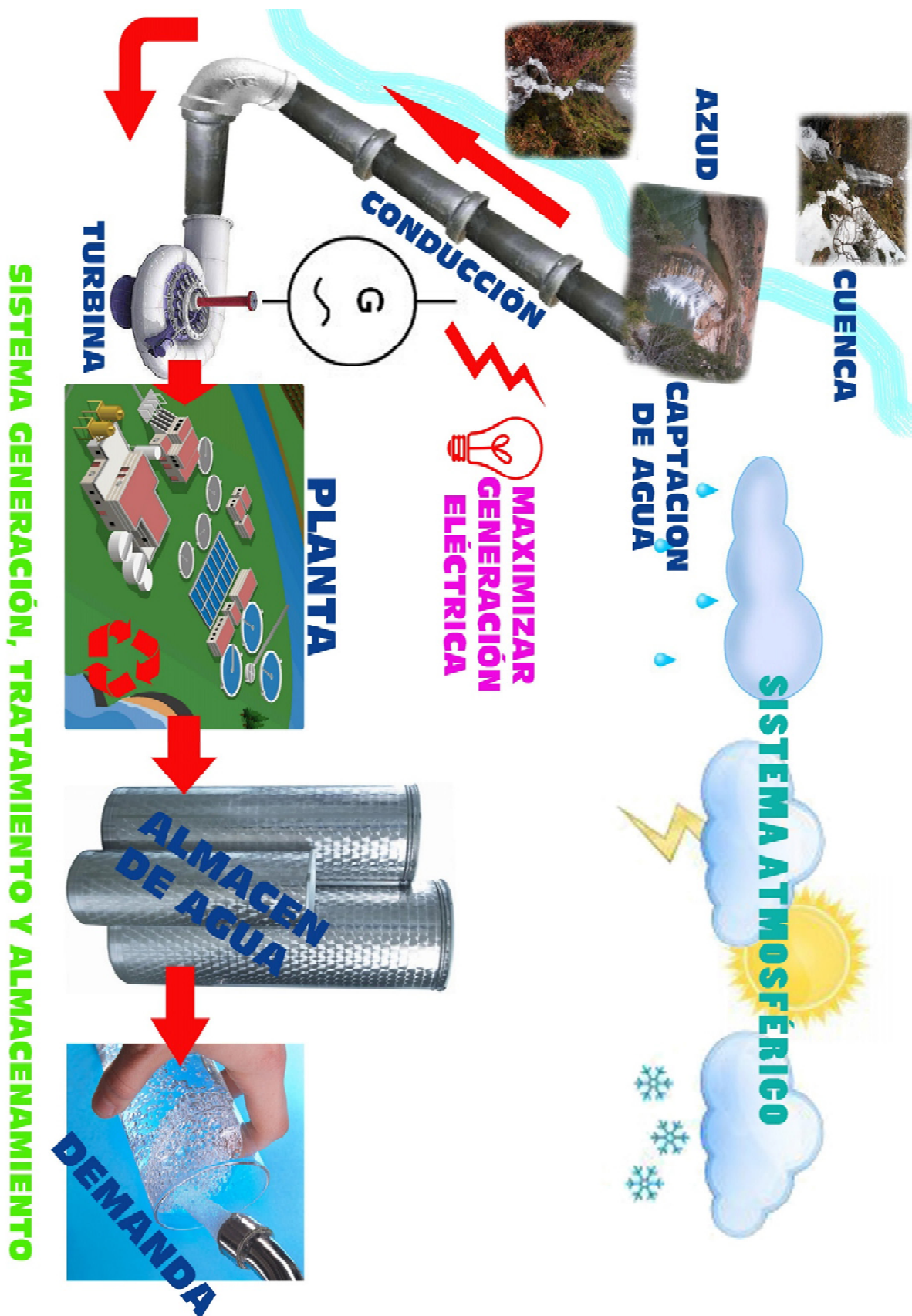


Figura 2.1: Representación esquemática de bloques

Estudiando y analizando cada uno de los sistemas implicados en la generación de energía, se abordará el objetivo de optimización del conjunto. Posteriormente se analizará cada uno de los sistemas implicados independientemente, junto con su justificación y relevancia en el sistema general.

2.1 Predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas

La predicción de la demanda se fija como 1^{er} objetivo, su importancia en la optimización es muy relevante, ya que permite estimar la cantidad de agua necesaria en el proceso, con múltiples propósitos con respecto a la instalación:

- Gestión de reservas.
- Cuantificar las necesidades de agua.
- Estimar la cantidad de agua a procesar.
- Planificar los procesos en función de la demanda.
- Etc.

Si se estudia la composición de la demanda, se tiene que el consumo para usos industriales es más o menos estable y con un perfil plano, con incrementos o decrementos lineales según la estacionalidad y la evolución socio-económica de la actividad económica.

Sin embargo, el consumo de agua humano es más variable, y depende en gran medida de variables atmosféricas y de la estacionalidad. La demanda de agua de consumo humano es la principal responsable de modelar las crestas y los valles de la curva de consumo, es decir, de la parte variable del consumo, y requiere una estimación precisa, o al menos tan precisa como sea posible.

El principal objetivo de la predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas es la obtención de un modelo de predicción del consumo de agua. Este modelo permitirá posteriormente abordar la optimización del proceso de generación eléctrica mediante una turbina situada en la entrada de la estación depuradora de agua.

La estimación de la demanda permitirá hacer estudios tales como los asociados a la gestión de la recepción de agua, al proceso de depuración, minimizar pérdidas de rendimiento de la instalación, conseguir abaratar la operación de la ETAP, y por ende hacerla más sostenible.

Estimar con precisión esta variable es primordial para la consecución de posteriores objetivos y poder planificar el resto de procesos. Así la estimación del valor adecuado de entrada de agua permitirá programar (dosificar) la admisión de agua a la ETAP y maximizar con ello la producción de energía eléctrica.

Por otro lado la estimación de la demanda es muy interesante para una gran variedad de aspectos relacionados con las operaciones propias de la estación depuradora (ETAP), tales como la planificación de los procesos de depuración, gestión de recursos materiales, organización de recursos humanos, aprovisionamiento de materias primas, programación de agendas de mantenimiento, etc. No obstante no es el objetivo de esta tesis, por lo que se deja abierto para futuras e interesantes líneas de investigación.

2.2 Establecimiento de las variables de captación y conducción

Como 2º Objetivo y desde el punto de vista operativo, la captación y conducción son de gran peso en el funcionamiento de la ETAP, y son vitales para fijar los puntos de trabajo de la misma, y por tanto son decisivas en la generación de energía.

El estudio de este sistema se puede dividir en varias partes:

- Las características hidrológicas de la cuenca.
- La instalación de captación.
- Derechos y cesiones del agua.
- Normativas.
- La conducción.

2.2.1 La instalación de captación

Este apartado es un punto clave, la configuración de la instalación de captación tiene varias características y elementos de estudio, que son relevantes en la optimización y control de ETAP, elementos como:

- Tipo de la instalación.
- Existencia de cámara de carga.
- Rejas de filtrado de sólidos.
- Elementos de medida del caudal disponible en la cuenca.
- Estaciones de análisis del agua, tanto físico como químico o biológico.
- Automatización o telecontrol de la instalación de captación.

Todos son elementos importantes para gestionar la captación, y algunos afectan al rendimiento de la conducción, como pueden ser las rejillas de filtrado de sólidos o la cámara de carga.

Otros elementos ayudan a la gestión de la optimización, como por ejemplo, los sensores de caudal disponible en la cuenca, los analizadores de las características del agua, que sirven de alerta temprana, o el telecontrol del volumen de captación.

2.2.2 Las características hidrológicas

La captación de agua está condicionada por la cantidad de agua disponible en la cuenca del río. Esta cantidad a su vez está sujeta a condicionantes como la estación del año, las precipitaciones, nevadas acaecidas a lo largo del año, etc.

Además pueden existir elementos reguladores del caudal de la cuenca, tales como presas, embalses o pantanos, que actúan como estabilizadores del caudal y permiten aumentar el caudal en las épocas de escasez natural del mismo.

Conocer las condiciones del río en cada momento es un factor importante de cara a una gestión avanzada de la cuenca, de cara a poder conocer en cada momento el caudal disponible, y optimizar al máximo la generación de energía, respetando el caudal ecológico y los caudales cesionarios a otros usuarios.

2.2.3 Derechos y cesiones del agua

Por otro lado hay que tener en cuenta a otros usuarios del agua de la cuenca, en forma de cesiones para distintos usos, como por ejemplo centrales hidroeléctricas, derechos sobre agua, aprovechamientos de comunidades de regantes o piscifactorías, trasvases a distintos canales y ríos, y cuantos consumidores de agua con derechos existan en la fuente de agua.

Esta tarea se convierte en un complejo puzzle, por la gran cantidad de variables a tener en cuenta y que además limita la cantidad de agua que se puede captar del río. La gestión de este valioso recurso es competencia de distintas entidades tales como: Comunidades Autónomas, el Ministerio de Medio Ambiente, entidades de gobierno local, las Confederaciones Hidrográficas y las juntas de gestión del río, lo que generalmente no ayuda a una gestión eficaz del mismo.

2.2.4 Normativa

Se han de contemplar cuantas Leyes, Reales Decretos, Normativas e Instrucciones que afectan a los cauces, y a los derechos y cesiones sobre el agua. Por ejemplo, una restricción importante que hay que respetar son los caudales mínimos ecológicos fijados, específicos para cada cuenca hidrológica, y que permiten sostener los ecosistemas.

Las principales fuentes de normativa instituciones como la Comunidad Europea, Gobiernos Nacionales, Ministerio de Medio Ambiente, Gobiernos Locales además de otra serie de entidades vinculadas a las cuencas como las Confederaciones Hidrográficas y las juntas de gestión.

2.2.5 La conducción

La conducción, es el elemento físico que transporta el agua desde la captación en la cuenca del río hasta la ETAP, y que determina la cantidad máxima de agua que se puede llevar hasta la misma.

Las características propias de una conducción, suponen, por si mismas, otro factor de suma importancia a estudiar. Entre estas características podemos citar:

- Salto total.
- Salto útil.
- Trazado de la conducción.
- Caudal máximo.
- Tipo de conducción.
- Material de construcción.
- Rugosidad relativa.
- Perdidas de carga.

Todas estas características han de ser establecidas con precisión, ya que influyen notablemente en el rendimiento total de la instalación y en los sistemas de generación de energía. Su mal uso o gestión afecta notablemente al resultado del rendimiento, así que serán objeto de estudio.

2.3 Establecimiento de las variables de la turbina, enlace mecánico, generador y generación de energía eléctrica

El 3^{er} Objetivo es el estudio de las características del conjunto turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador. Estos elementos constituyen otro punto importante en la cadena de generación de energía, y por tanto son susceptibles de estudio. Fijan, junto al proceso de la ETAP y la conducción, los regímenes de trabajo y otras variables importantes que

se deben conocer, calcular y valorar su relevancia en el proceso de optimización.

Dado que sus características constructivas fijan sus parámetros de funcionamiento, un régimen de trabajo no óptimo o inadecuado puede disminuir el rendimiento y dar al traste con el objetivo de maximizar la generación de energía.

2.4 Establecimiento de las variables propias del proceso en la ETAP

El establecimiento de las variables propias del proceso se corresponde con el 4º Objetivo. El propio proceso de la ETAP constituye el principal sistema a tener en cuenta y sus variables son importantes y de obligada consideración. Estas variables son la duración y caudales del proceso de potabilización, y los niveles de reservas. La correcta gestión de estas variables que marcan el proceso de la ETAP es uno de los objetivos primordiales de esta tesis.

Para el cumplimiento de este objetivo es preciso conocer cuáles son las claves de funcionamiento de la ETAP, sus necesidades, peculiaridades, tiempos de proceso, caudales mínimo y máximos, etc.

Ciertas variables características de la ETAP son consideradas en el proceso de optimización, convirtiéndose principalmente en límites de funcionamiento del proceso y por consiguiente de la propia optimización.

La calidad y potabilidad del agua depende del proceso, y su consecución es el principal objetivo de la ETAP. En nuestro caso consideraremos que esta calidad es óptima dentro de los rangos de funcionamiento de la instalación.

2.5 Normativa del sector eléctrico

El sector eléctrico en España, ha sufrido en los últimos tiempos cambios abruptos en cuanto a normativa y regulación se refiere. Entre estos cambios pueden destacarse el establecimiento del mercado eléctrico, liberalizado, los continuos cambios en los precios de la energía, la re-clasificación de los productores, los nuevos planes directores, etc. Estos cambios han influido decisivamente en el panorama presente y futuro de la producción de energía, es de esperar que tenga más influencia y dinamismo en un futuro.

Además hay que considerar los cambios que afectan a la venta de energía eléctrica generada. En la actualidad, después de quedar derogados

el Real Decreto 661/2007 y el Real Decreto 1565/2010, queda en vigor **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico**. Esta medidas urgentes han sido posteriormente reguladas por la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**, que regula el nuevo escenario de los productores, mercados eléctricos y consumidores.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, son reguladas por el **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, y por un marco reglamentario específico para productores a partir de energías renovables, además de fijar un **Régimen retributivo específico**.

Dentro de este marco normativo, queda por establecer las modalidades de los productores y la posible aplicación de discriminación horaria, si aporta beneficios o son poco relevantes en la producción de energía, y o si existen otros condicionantes a tener en cuenta, tales como los peajes de acceso de energía eléctrica.

Un estudio pormenorizado de estos condicionantes resultará importante a la hora de maximizar el rendimiento económico, y por ende la sostenibilidad de la ETAP. Dado el carácter dinámico y cambiante del marco normativo, será necesario mantenerlo, actualizarlo y adaptarlo para futuros cambios en la ley y nuevas normativas que puedan afectar a la generación de energía.

Este punto es clave en el futuro de este tipo de instalaciones, y no debe ser descuidado en ningún momento, ya que puede influir notablemente sobre las actuaciones, inversiones, e incluso en viabilidad de las instalaciones.

2.6 Optimizar la gestión de flujos del agua para maximizar la producción eléctrica a través de los objetivos anteriores

El 5º Objetivo aúna todos los objetivos anteriores y los armoniza para conseguir el objetivo principal de la tesis. Así que, se podría decir que los objetivos anteriores constituyen los peldaños para la consecución del objetivo de Optimización de la generación de energía eléctrica.

Una vez obtenidos y evaluados todos los objetivos, se ponderan y se relacionan entre sí, analizando los flujos de agua en la planta y obteniendo una ecuación de balance de flujos dentro de la instalación. Si se minimiza la inversa de esta ecuación de balance de flujos, se maximiza el caudal de entrada y, por tanto, la producción de energía eléctrica.

Para la evaluación de esta ecuación se utilizarán métodos de procesamiento informático, donde las variables fijadas en los objetivos anteriores forman parte de las variables computadas.

La ecuación de balance de flujos debe contemplar las relaciones entre los sistemas involucrados, adaptando la naturaleza de los mismos cuando no sean coincidentes, y seleccionando todas aquellas relevantes para la optimización.

Algunas propiedades intrínsecas de los sistemas que componen la ETAP están directamente relacionadas con los límites posibles para algunas de las variables. Por ejemplo, el caudal de entrada estará entre un máximo definido por el menor valor del máximo disponible en la cuenca y el máximo que podemos transportar por la conducción, y un mínimo que coincidirá con el caudal mínimo para mantener el proceso continuo de depuración de agua de la planta.

Otras variables están directamente relacionadas con los objetivos a conseguir. Por ejemplo el valor del porcentaje de reservas, que es fijado según ciertos criterios de respuesta ante emergencias o averías dentro de cualquiera de los sistemas o procesos de la ETAP.

La consecución, obtención y resolución de estos objetivos, y su evaluación en conjunto, es el objetivo global del estudio recogido en esta tesis. A este objetivo global debemos añadir la obtención de conclusiones y recomendaciones para la operación de instalaciones hidráulicas cuyo objetivo principal no sea exclusivamente la generación de energía eléctrica.

3 Estado del arte

La optimización de los sistemas productivos de energía eléctrica supone un campo de gran interés, debido en parte a los obvios beneficios que comporta tanto sociales, como económicos o medio ambientales. La optimización de los procesos de producción de energía son acometidos desde distintas áreas del conocimiento y mediante los más diversos métodos (ej.: Lagrange [1], métodos adaptativos [2], etc.), que aportan soluciones cada vez más eficientes e innovadoras, y sobre todo mejoran la fiabilidad de los mismas.

3.1 Generación hidroeléctrica

El reto de optimizar la generación de energía hidroeléctrica se ha abordado en muchos y diversos estudios, desde diferentes puntos de vista.

La optimización es abordada desde aspectos como la optimización del proceso específico de producción [2], la optimización con métodos híbridos de producción combinada hidroeléctrica y fotovoltaica (PV) [3], según restricciones en el caudal de entrada [4], o desde los costes de operación y eficiencia de la instalación [5].

Otros estudios se centran en la optimización de procesos, recursos y agendas de producción, a través de métodos de cálculo avanzados, como sistemas de inferencia fuzzy [6], redes neuronales [7], técnicas evolutivas [8], [9], [10], por sistemas embebidos fuzzy [11], [12], [13], y otros métodos más singulares como las relaciones Grey [14] y otras variantes de distintos métodos [7].

Para realizar una exposición más pormenorizada, se clasifican las referencias en la tabla 3.1, según los modelos propuestos y los conceptos sobre los que actúan, lo que proporciona una visión general de las diferentes líneas de estudio. Es de destacar que la mayoría de estos estudios están basados en sistemas lineales, debido a la linealidad de los procesos estudiados.

Por otro lado, en la mayoría de los trabajos publicados se aplica la optimización y predicción a intervalos horarios o diarios, destacando el uso de intervalos diarios cuando se pretende aprovechar las condiciones cambiantes del mercado de energía, y las discriminaciones horarias.

Referencia	Inferencia difusa	Redes neuronales	Algoritmos Genéticos	Sistemas embebidos	Semiheurísticos	Ecuaciones de flujo	Otros	Intervalo de calculo	Estaciones de bombeo	Parámetros técnicos	Restricciones de caudal	Restricciones	Gestión de reservas	Costes de operación	Mercado eléctrico
[1]					X									X	
[2]							Parámetros técnicos	Diario		X			X		
[3]							Híbridos	Diario						X	
[4]						X	Integración lineal	Diario			X	X			X
[5]	X													X	
[6]	X												X		
[7]		X					Lineal diferencial	Diario							X
[8]			X				Convergencia acelerada	Horario							
[9]		X						Horario					X		
[10]		X	X					Horario					X		
[11]	X		X	X		X	Seguidor	Horario						X	
[12]	X			X			Lineal	Horario							
[13]		X		X			Eliminación del ruido	Diario	X						
[14]					X		Relaciones de Grey	Diario							
[15]		X					Cascada de centrales	Diario							X
[16]					X		Determinísticos	Horario	X			X			X
[17]	X	X					Heurística Clusterizado	Horario		X	X		X		
[18]		X					Redes Lineales	Diario							X
[19]	X	X			X	X	Dif. Sist. estáticos y dinámicos	Diario							
[20]							Mini centrales Estudio de turbinas			X					
[21]							Control SCADA	Horario		X				X	
[22]	X	X			X	X	Lineal	Mensual			X	X	X		X
[23]		X					MARKOV					X	X		X
[47]						X	Diferencial dinámicos	Mensual					X		
[48]							Diferencial	Mensual		X					
[49]							Tipos de Turbinas			X					
[51]	X						ARIMA ARMAX						X		

Tabla 3.1: Análisis y clasificación de referencias sobre generación.

Ninguno de estos estudios contempla la producción de energía desde un proceso subrogado a otro proceso principal como es la producción de agua para consumo humano.

Las referencias de la tabla 3.1, contemplan factores como el caudal de agua en la fuente, la demanda eléctrica, los propios mercados eléctricos [15] y el aprovechamiento y gestión de los recursos hidráulicos de las cuencas o embalses.

La gran mayoría de estos estudios se basan en el estudio de sistemas lineales. La aplicación de modelos de inferencia difusa, heurísticos y de ecuaciones de flujo, presentan una ventaja computacional apreciable.

Los modelos embebidos [11], [12], [13], son relativamente antiguos, ya que datan de la última década del pasado siglo, y no son tan utilizados en la actualidad por la mejora, versatilidad y capacidad de actualización de los modernos sistemas informáticos. También supone la aplicación de precios significativamente más competitivos.

Los trabajos [8], [9], [10], [11], [12] y [13], contemplan la optimización de producción eléctrica en cuencas con múltiples centrales hidroeléctricas, y su gestión conjunta para maximizar la generación de energía. Se centran en el aprovechamiento del caudal en la cuenca en cada uno de sus diferentes estadios. Los resultados de estos estudios son representados en unidades térmicas (o equivalentes en toneladas de petróleo).

Algunos trabajos como [2] y [6], versan sobre la gestión de reservas en centrales termoeléctricas, cuyos principios son aplicables a las hidroeléctricas, contemplando restricciones de reservas finitas.

Las mejoras de los modelos estudiados oscilan de un 2% a un 40%, y dependen en gran medida de los puntos sobre los que actúe el estudio. Los que actúan exclusivamente en el rendimiento de los elementos generadores obtienen una mejora moderada de entre el 2% y el 12%.

Los estudios que actúan sobre la gestión de reservas, pretenden maximizar la producción de energía a partir de un recurso limitado, centrándose en la gestión y aprovechamiento de periodos con mayor bonificación económica. Estos estudios obtienen beneficios de entre el 2% y el 25%, y su mejora es achacable al proceso de gestión que pretenden sustituir.

También se plantea la optimización a través de actuaciones en la configuración de los sistemas de producción, como con la inclusión de bombas [16], o como el uso de mapas de elevación de terreno [17] con

múltiples centrales. Con esto se pretende mejorar el rendimiento generador del conjunto de centrales hidroeléctricas.

Existen trabajos relacionados con la modelización de las plantas hidroeléctricas [18] y comparación de los modelos estáticos y dinámicos [19] así como la modelización de pequeñas centrales o micro-centrales [20] cuyo único fin es la generación de energía eléctrica, pero sin un proceso asociado.

Hay estudios que se centran en la monitorización y control de los procesos propios de las centrales [21], sobre todo para su implementación en controles SCADA, que posteriormente pueden ser utilizados para optimizar el proceso de generación.

3.2 Gestión de reservas

Las publicaciones sobre la gestión de las reservas hidráulicas hacen referencia a las reservas de agua que van a ser turbinadas, desde métodos analíticos y estadísticos [22] [23], y a través de modelos estocásticos en [2], [6], [9], [10] y [17], ya sean basados en sistemas Fuzzy, redes neuronales, algoritmos genéticos, o una combinación de ellos.

La naturaleza de las reservas hídricas de una central hidroeléctrica es radicalmente distinta a la de las reservas de una ETAP. No obstante sus principios son aplicables a la gestión de las reservas de agua para consumo humano, puesto que, las bases matemáticas son las mismas, aunque su finalidad sea ligeramente diferente.

Los estudios sobre gestión de reservas hídricas, son muchos y extensos, pero no son aplicables en su mayoría por las condiciones de contorno: la captación se realiza generalmente desde una cuenca y no desde un embalse o pantano, por lo que la captación depende de las características propias de la cuenca en un momento dado, que depende a su vez de variables como precipitación, estacionalidad, etc.

3.3 Predicción del consumo de agua mediante variables atmosféricas

La mayoría de los métodos estudiados por la comunidad científica, tienen en común el uso de variables meteorológicas mediante conjuntos reducidos de variables [24], no evaluando conjuntos mayores que podrían resultar determinantes.

En otros estudios se estudian horizontes temporales cortos y predicciones a corto plazo [24], [25], con los que se obtienen predicciones

con errores relativamente altos valores [26], comparados con los que realizan predicciones a medio y largo plazo (diaria y mensual), que obtienen valores de error muy pequeños [50] y [52]. Estos errores suelen cuantificarse mediante el error medio cuadrático, RMSE (Root Mean Square Error), o mediante el error porcentual medio absoluto, MAPE (Mean Absolute Percentage Error). La formulación para estas dos medidas de error puede encontrarse en el apartado 4 de esta tesis.

Algunos trabajos ofrecen resultados en forma de NRMSD (Normalizad Root Mean Square Deviation), también llamados NRMSE o RMSE normalizado. Esta medida del error queda definida por la ecuación (3.1), y su valor es expresado generalmente en porcentaje. Actualmente no es un formato estandarizado, y por tanto, no es comparable.

$$NRMSD = \frac{RMSE}{X_{max} - X_{min}} \quad (3.1)$$

Donde:

- X_{max} : es el límite superior de la variable estudiada.
- X_{min} : es el límite inferior de la variable estudiada.

Las variables evaluadas como entrada para los modelos predictivos son de todo tipo, basadas principalmente en elementos climáticos, pero también en variables descriptivas del desarrollo humano, demografía, economía, número de hogares, etc.

La tabla 3.2 clasifica las variables de entrada utilizadas en los diferentes estudios.

Meteorología	Demográficas	Ambientales
Temperatura _{max} Temperatura _{med} Temperatura _{min} Precipitación Humedad relativa Radiación solar Dirección del viento Velocidad del viento	N° Viviendas N° de habitantes Densidad demográfica Densidad Industrial Economía PIB	Consumo Masa corporal Actividad corporal Humedad del suelo Masa Vegetal Riego urbano Evaporación

Tabla 3.2: Clasificación de variables relevantes en el consumo de agua.

Dentro de la literatura científica que aborda este tema, existe una gran variedad de aproximaciones en la previsión del consumo de agua, y que contemplan la utilización de modelos regresivos [27], [28], [29], basados en redes neuronales [30], [31], algoritmos genéticos [32], fractales [33] y sistemas de inferencia difusa [30], [34].

En la tabla 3.3 se clasifican los trabajos más relevantes según: el modelo propuesto, su error en las predicciones y el conjunto de variables que evalúan.

La evaluación de los errores de predicción no siempre es fácil y directa, se debe notar que los intervalos de predicción oscilan entre h, d y m (horario, diario, mensual), por lo que los errores de predicción muestran valores relativamente altos para predicciones horarias y notablemente bajos en periodos diarios y mensuales.

Referencia	Modelos Autorregresivos	Inferencia difusa	Redes neuronales	Algoritmos Genéticos	Sistemas embebidos	Otros	Intervalo	Variables	Error
[24]			BP				h	Consumo C_{t-1} T_{max} T_{min} Fecha	2'98% 4'77%
[25]		X					h		
[26]	X					Estadísticos		Consumo C_{t-1}	
[27]		X	X			Laborales Festivos	h	Día semana T_{max}	Patrones
[28]			X			Laborales Festivos	h	Día semana T_{max}	RMSE 9% 12'6%
[30]			FF				m	T_{med}	1%
[31]			No lineal RB			Urbano Industrial Riego	d	Demografía Densidad Industrial Masa vegetal	2'74% 3'33% 1'41%
[32]			BP GRNN				h	Temperatura H suelo H relativa Rad solar	E_{medio} 7% 5%
[33]						Fractales	h	Histórico	1'8%
[34]		X					d	Temperatura Masa corporal Actividad	5%
[40]			CRM			Red neuronal	d	Temperatura Humedad Dir Viento Rad solar	3'5%
[50]			RB			Urbano Rural Industrial Agricultura	d	Demografía Economía Densidad Industrial Masa vegetal Riegos	5'3% 4% 11% 1'6%
[52]		X	X				m	Consumo C_{t-1} Demografía N° hogares PIB T_{media} mensual H_{media} mensual Precipitación Inflación económica	NRMSE 0'054
[53]	X					Diagrama de flujos Riego 5 regiones climáticas		Masa vegetal Evaporación	
[54]		X	X			Comparación ANFIS MFIS	d	Consumo C_{t-1}	RMSE 0'108 0'076
[55]	X						d	T Precipitación	R^2 8'03% 13'55%

Tabla 3.3: Análisis y clasificación de referencias de predicción de consumo de agua.

3.4 Los datos de entrada

Como se puede comprobar en los trabajos reflejados en la tabla 3.3 las diferencias en los tiempos de recogida de los datos de carga (intervalos de muestreo) tienen consecuencias en los resultados de los modelos y en la selección de los métodos aplicados. También condiciona la selección del modelo el tipo de datos de entrada disponibles.

Por otro lado, se concluye que la demanda de agua es influenciada por numerosos factores, que van desde las condiciones meteorológicas [24], [40], hasta efectos estacionales [33] o factores socio-económicos [26], [52].

Los datos de entrada que se utilizarán en los modelos, han de ser seleccionados en función de los objetivos que se pretenden conseguir y de los datos y mediciones disponibles. Además, los investigadores, no sólo tienen que hacer frente a la tarea de seleccionar un modelo apropiado, sino también determinar los factores externos importantes. Aunque la toma de ambas decisiones se hace normalmente de forma interdependiente, su conjunción es relevante en el resultado final.

Los estudios de parámetros atmosféricos [26], [35], [36], [37], brindan una importante visión de su relevancia en el consumo de agua. De entre ellos el más relevante es el *wind-chill* [35], recientemente actualizado por el NOAA, (National Service Office of Climate for USA & Canadá), que calcula la sensación térmica que perciben los seres humanos en función de la temperatura, viento y la humedad relativa, mediante el uso de tablas correctoras.

En todos los artículos se resalta que la temperatura ambiente es el factor meteorológico más importante. No obstante, la humedad es otro factor determinante que se pasa por alto en muchos estudios. Además es frecuente despreciar otros factores, tales como la velocidad del viento o la radiación solar. Generalmente, la demanda es alta en los días calurosos, este fenómeno que puede fácilmente atribuirse a una mayor deshidratación, y, por tanto, a un mayor nivel de consumo. Igualmente en los días fríos y húmedos, se genera una demanda notablemente inferior [24], [26].

3.5 Los modelos predictivos

Los trabajos que se centran en el análisis y estudio de las técnicas y modelos predictivos [29], [38], [39], [40], [41] que constituyen la base para el estudio e implementación de los modelos, constituyen una importante fuente de información sobre la estimación y el manejo óptimo de sistemas multivariable [42], [43], [44] y [45], y sobre la evaluación de los pesos de

cada elemento, su ordenación y su agrupamiento en conjuntos para otros sistemas predictivos [46], [48], [49], [50], [51], [52].

Las variables de entrada usadas para el modelado, y que aparecen en publicaciones de referencia, se pueden dividir en tres grandes grupos [26], [35], [36], [37]:

- Indicadores temporales, que usan variables como: año, mes, hora del día, día de la semana, festividades y días laborables [26].
- La meteorología, con variables como: temperatura, precipitación, presión, humedad, velocidad del viento y radiación solar [35] [36], [37].
- La propia serie temporal de demanda de agua: con los valores instantáneos, valores medios y valores máximos [49], [51].

Las previsiones a corto plazo normalmente proporcionan valores de consumo diario, horario y el valor máximo de consumo del día siguiente o de los posteriores hasta un máximo de una semana [52].

3.6 Eficiencia económica de la producción

Los costes de operación y producción [2], así como el estudio de los mercados eléctricos [4], [7], [16], [22], [23], son factores importantes a la hora de maximizar el rendimiento económico de las instalaciones.

Es necesario el estudio de la normativa existente sobre generación y venta de energía eléctrica, que por su carácter dinámico y cambiante es necesario revisar y actualizar periódicamente.

Los factores económicos se pueden clasificar según sean directos o indirectos:

Costes directos:

- Terrenos
- Instalaciones.
- Elementos generadores.
- Permisos y costes legales.
- Elementos de control.
- Costes de financiación.
- Costes fijos de operación y mantenimiento.

Costes indirectos:

- Eficiencia de los equipos de generación.
- Estado de los mercados energéticos.
- Costes de oportunidad.

- Costes variables de operación y mantenimiento.

Los factores económicos, son especialmente variables de unas instalaciones a otras, según las tecnologías empleadas[2], [15], [20], legislaciones de cada área geográfica, tamaño de las instalaciones [7], etc.

La casi totalidad de estudios relacionados con los mercados eléctricos trata de aprovechar las ventajas económicas de las legislaciones, principalmente la discriminación horaria y los beneficios de producción en franjas horarias con mayor retribución económica.

4 Fundamentos

Los fundamentos teóricos aplicados en los estudios englobados en esta tesis se han seleccionado mediante criterios de idoneidad, aplicando a cada sistema el método resolutivo considerado como más apropiado. Cada uno de los sistemas requiere un planteamiento diferente y una solución particular. La evaluación del conjunto de sistemas es la solución del sistema general, que persigue el objetivo de maximizar el rendimiento de la generación de energía.

Todos los sistemas predictivos, sus métodos resolutivos, así como los resultados han sido evaluados individualmente, con el objetivo de minimizar los errores característicos de los modelos predictivos propuestos, tales como:

- Raíz del error cuadrático medio (RMSE) (4.1) y el error cuadrático medio MSE (4.2) (del inglés root mean square error y mean square error respectivamente).

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N E_t^2}{N}} \quad (4.1)$$

$$MSE = \frac{\sum_{t=1}^N E_t^2}{N} \quad (4.2)$$

Donde:

- *RMSE* – representa la raíz del error cuadrático medio.
 - *MSE* – representa el error cuadrático medio.
 - E_t - representa el error de predicción (diferencia entre el valor estimado y el real) para el instante t .
 - N - representa el número total de casos.
- Error porcentual absoluto medio (MAPE) (del inglés mean absolute percentage error), (4.3), también conocido como medida absoluta porcentual de la desviación o (MAPD) (del inglés mean absolute percentage deviation):

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^N \left| \frac{E_t}{Y_t} \right|}{N} \quad (4.3)$$

Donde:

- *MAPE* - error absoluto porcentual medio.
- E_t - representa el error de predicción (diferencia entre el valor estimado y el real) para el instante t .
- Y_t - representa el valor real (demanda media de agua) en el instante t .

En el desarrollo de los modelos se sacrificará la eficiencia computacional en pos de la obtención de resultados de predicción más precisos. Dada la potencia computacional de los modernos equipos de tratamiento de la información, y su rápida evolución, se hace factible y aconsejable esta opción.

Debido a la naturaleza de los sistemas implicados no es posible ni recomendable el uso de un único procedimiento de resolución para todos ellos.

Por tanto, para los sistemas predictivos se emplearán las diferentes metodologías existentes para el estudio de series temporales, centradas en métodos estocásticos.

4.1 Modelos estocásticos

Para establecer el consumo de agua a partir de variables atmosféricas se ha seleccionado los modelos Neuro-Fuzzy, justificando su elección por la no linealidad de los sistemas basados en variables meteorológicas, y los buenos resultados, en modelos de predicción, que se pueden conseguir con los mismos. Se ha establecido el protocolo de la figura 4.1 para afinar los modelos de predicción.

Uno de los métodos a evaluar para establecer los flujos de agua dentro de la ETAP se ha optado los estocásticos tipo ARIMA (Autorregresivos integrados de media móvil, por sus siglas en inglés), también llamados Modelos Box-Jenkins, desarrollados en la década de 1970. Estos modelos se desarrollaron para aplicarlos a series temporales de datos, en los que la variable tiempo juega un papel fundamental.

Para el balance de flujos, se definirán las condiciones (restricciones) que ha de cumplir la función. Las restricciones definirán el proceso estocástico estacionario, lineal y discreto para el control del balance de flujos en la instalación, no descartando, a priori, ninguna opción.

Para la comprensión de los modelos autorregresivos o de medias móviles es necesario la introducción del concepto de proceso estocástico, como una sucesión de variables aleatorias Y_t ordenadas en el tiempo (t).

Por ejemplo, la ecuación (4.4) muestra una sucesión de variables aleatorias ordenadas en el tiempo, que representan las variables de un proceso estocástico:

$$y_{-5}, y_{-4}, y_{-3}, y_{-2}, \dots, y_{-t}, \dots, y_3, \dots \quad (4.4)$$

El subíndice t puede tener distintas interpretaciones, dependiendo de la naturaleza del sistema objeto de estudio, aunque si se trata de procesos estocásticos aplicados al análisis de series temporales este subíndice representará los intervalos de tiempo, tanto anteriores como posteriores.

Cada una de las variables Y_t de la ecuación (4.4) del proceso estocástico tendrá su propia función de distribución y sus correspondientes momentos (media y varianza), y a su vez cada una de esas variables tiene sus correspondientes funciones de distribución conjunta y de distribución marginales.

Lo mismo ocurrirá para conjuntos de variables más amplios, por lo tanto, para caracterizar un proceso estocástico se han de especificar las funciones de distribución conjunta para cualquier conjunto de variables según la ecuación (4.5):

$$(Y_{t_1}, Y_{t_2}, Y_{t_3}, \dots, Y_{t_m}) \quad (4.5)$$

Para cualquier valor de t (t_1, t_2, \dots, t_m) y para cualquier valor del radio de estudio m , tal y como se ve en la ecuación (4.6):

$$Y_{-2}, Y_{-1}, Y_0, Y_1, Y_2, Y_3 \quad (t_1 = -2 \text{ y } m = 0) \quad (4.6)$$

Conocer las funciones de distribución de procesos estocásticos por lo general resulta muy complejo, así que para caracterizar un proceso estocástico es suficiente con especificar la media (4.7), la varianza (4.8) y la covarianza (4.9) para cada variable Y_t , para distintos valores de t .

$$E[Y_t] = \mu_t \quad (4.7)$$

$$\sigma_t^2 = Var(Y_t) = E[Y_t - \mu_t]^2 \quad (4.8)$$

$$\gamma_t = Cov(Y_t, Y_d) = E[(Y_t - \mu_t)(Y_s - \mu_s)] \quad (4.9)$$

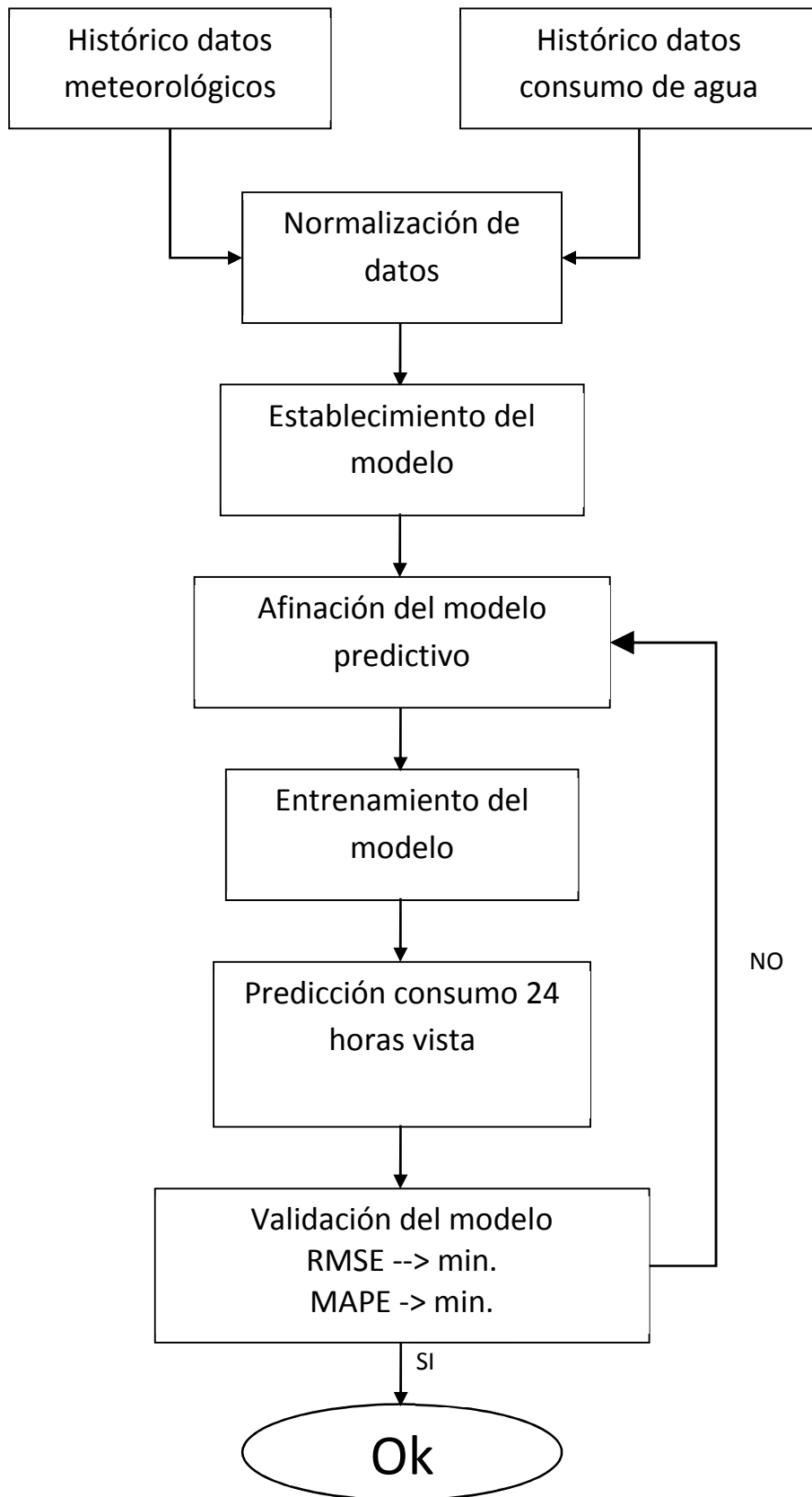


Figura 4.1: Protocolo de afinación de modelos predictivos.

Pero, pueden darse distintas casuísticas en las distribuciones de probabilidad de las variables o en las distribuciones conjuntas o marginales, tales como:

- Las caracterizaciones de las distribuciones de probabilidad estén incompletas para algunas de las variables, conjuntos de variables o para las distribuciones marginales.
- Los momentos pueden no coincidir.
- Inexistencia de alguna de las variables aleatorias.

Sin embargo, de todos los tipos de procesos estocásticos posibles, los más interesantes para su estudio son:

- **Ruido blanco** es una sucesión de variables aleatorias con esperanza media igual a cero (media=0) (4.10), varianza constante (Var=cte) (4.11), y además son independientes para distintos valores de t (Covarianza =0 o nula) (4.12).

$$E[Y_t] = \mu_t = 0 \quad (4.13)$$

$$\sigma_t^2 = Var(Y_t) = E[Y_t - \mu_t]^2 = cte \quad (4.14)$$

$$\gamma_t = Cov(Y_t, Y_d) = E[(Y_t - \mu_t)(Y_s - \mu_s)] = 0 \quad (4.15)$$

- Proceso estocástico **estacionario** cuando las funciones de distribución conjuntas son invariantes con respecto a los incrementos de tiempo.

4.1.1 Procesos estocásticos estacionarios

Se dice que un proceso estocástico es estacionario si las funciones de distribución conjuntas son invariantes con respecto a los incrementos de tiempo ($F_Y = cte$ con incrementos de $t, t+1, t+2, \dots, t+k$), (4.16). Es decir, considerando que $t, t+1, t+2, \dots, t+k$ y $t+m$, reflejan períodos temporales sucesivos de un proceso estocástico estacionario, y $t+1+m, t+2+m, \dots, t+k+m$ períodos desplazados m períodos de tiempo, tenemos que:

$$F(Y_t, Y_{t+1}, \dots, Y_{t+k}) = F(Y_{t+m}, Y_{t+1+m}, \dots, Y_{t+k+m}) \quad (4.16)$$

Para cualquier t, k y m se puede particularizar según la ecuación (4.17) que muestra caracterizado un proceso estocástico estacionario en su forma general:

$$F(Y_1, Y_2, \dots, Y_6) = F(Y_{10}, Y_{11}, \dots, Y_{15}) \quad (4.17)$$

Donde $t=2, k=4, m=9$

La definición de estacionariedad de la ecuación (4.17) es conocida como **estacionariedad en sentido estricto o fuerte**. Esta definición resulta muy formosa y compleja, se puede simplificar utilizando la denominada **estacionariedad en sentido amplio o débil**. Se dice que un proceso estocástico es débilmente estacionario si:

- Las esperanzas matemáticas de las variables aleatorias son independientes del tiempo, y por tanto, son constantes, (4.18):

$$E[Y_t] = E[Y_{t+m}] \quad \forall m \quad (4.18)$$

- Las varianzas no dependen del tiempo, son finitas, (4.19):

$$Var[Y_t] = Var[Y_{t+m}] \neq \infty \quad \forall m \quad (4.19)$$

- Las covarianzas entre dos variables aleatorias del proceso estocástico correspondientes a períodos distintos de tiempo (diferentes valores de t), (4.20), solamente dependen del número de períodos (m) transcurridos entre ellas:

$$Cov(Y_t, Y_s) = Cov(Y_{t+m}, Y_{s+m}) \quad \forall m \quad (4.20)$$

De la ecuación (4.20) se deduce que, si un fenómeno es estacionario, sus variables pueden estar relacionadas linealmente entre sí, y que la relación entre dos variables sólo depende del desplazamiento temporal k entre ellas.

Se debe tener en cuenta que, la estacionariedad en sentido estricto garantiza la estacionariedad en sentido amplio, pero no al revés.

Puede decirse que una serie temporal cualquiera es una muestra de valores concretos de un proceso estocástico, ya sea este teórico o real. El análisis de series intentará a partir de los datos de una serie temporal, inferir las características de la estructura probabilística subyacente del proceso estocástico de estudio.

4.2 Modelos autorregresivos

Entre los modelos autorregresivos, uno de los más importantes por sus características son los denominados ARIMA (Modelos Autorregresivos Integrados de Medias Móviles).

Se define un modelo como autorregresivo, cuando la variable endógena de un período t determinado, es explicada por las observaciones de la misma en los períodos anteriores, añadiendo le un término de error.

Para los casos de procesos estacionarios con distribución normal, la teoría estadística afirma que, bajo determinadas condiciones, toda variable Y_t puede expresarse como una combinación lineal de sus valores pasados (denominada parte sistemática) más un término de error (denominada innovación).

Los modelos autorregresivos se denominan con las siglas AR seguido de un número que indica el orden del modelo: $AR(1)$, $AR(2)$, ..., $AR(n)$. El orden del modelo representa el número de observaciones anteriores de la serie temporal discreta analizada que intervienen en la ecuación. La ecuación (4.21) muestra un modelo $AR(1)$:

$$Y_t = \Phi_0 + \Phi_1 Y_{t-1} + a_t \quad (4.21)$$

Modelo $AR(1)$

El término de error de los modelos autorregresivos se denomina generalmente ruido blanco cuando cumple las tres hipótesis básicas tradicionales de los procesos estocásticos es débilmente estacionarios:

- Media nula, ecuación (4.18).
- Varianza constante, ecuación (4.19).
- Covarianza nula entre los errores correspondientes a observaciones diferentes, ecuación (4.20).

La expresión genérica de un modelo autorregresivo de orden p , como $AR(p)$, coincide con la mostrada en la ecuación (4.22):

$$Y_t = \Phi_0 + \Phi_1 Y_{t-1} + \Phi_2 Y_{t-2} + \dots + \Phi_p Y_{t-p} + a_t \quad (4.22)$$

Mostrado en forma abreviada según la ecuación (4.23):

$$\Phi_p(L)Y_t = \Phi_0 + a_t \quad (4.23)$$

Donde $\Phi_p(L)$ corresponde con el denominado operador polinomial de retardos, y se define de forma genérica según la ecuación (4.24):

$$\Phi_p(L) = 1 - \Phi_1 L - \Phi_2 L^2 - \dots - \Phi_p L^p \quad (4.24)$$

Donde L es el operador retardo, tal que, para un valor de t , arroje como resultado el valor de esa misma variable en $t-1$, según la ecuación (4.25):

$$LY_t = Y_{t-1} \quad (4.25)$$

Si se realiza la regresión p veces, se retarda el valor en p períodos, llegando a la representación de la ecuación general de retardos (4.26):

$$L^p Y_t = Y_{t-p} \quad (4.26)$$

Normalmente, se suele trabajar con modelos autorregresivos de órdenes bajos $AR(1)$ o $AR(2)$, o coincidentes con la periodicidad de los datos de la serie a analizar.

4.3 Modelos basados en inteligencia computacional

La computación flexible es un campo donde tienen cabida un conjunto de técnicas cuyo denominador común la robustez en el manejo de información imprecisa e incierta que se presenta en el mundo real. Expresada en un lenguaje de alto nivel, y que permiten evaluar esa información en términos intermedios, con una cierta imprecisión. Ejemplos de esta imprecisión son términos como ¿cuánta redondez tiene esa forma?, ¿cuánta probabilidad hay de que llueva?, etc. La computación flexible aporta soluciones a problemas que en los estándares típicos de programación son difíciles o imposibles de resolver.

En algunos casos, las técnicas de computación flexible son combinadas para aprovechar sus ventajas individuales; algunas de estas técnicas son:

- La lógica difusa.
- Las redes neuronales.
- Los Algoritmos Evolutivos o Algoritmos Genéticos.

4.3.1 Lógica Difusa

La lógica difusa (Fuzzy Logic) se ha erigido en una potente herramienta para la resolución de problemas en una amplia gama de aplicaciones, en diferentes industrias, tales como electrónica, entretenimiento, procesos, etc. Los sistemas Neuro-difusos [57] forman parte de una nueva área de la teoría de computación, llamada, computación flexible (soft-computing), la cual tiene sus orígenes en la Inteligencia Artificial.

La lógica difusa es una lógica multievaluada que permite valores intermedios para poder definir evaluaciones que hasta su aparición eran del tipo 1/0, sí/no o verdadero/falso. Las nociones como "rápido" o "intermedio" o "lento" pueden formularse matemáticamente, ser procesados por sistemas informáticos, y evaluadas digitalmente. De esta forma se ha conseguido evaluar de una forma más *humana* variables, que eran imposibles definir en esos términos antes de la aparición de este tipo de

matemática lógica. La lógica difusa se desarrolló en 1965 por Lotfi A. Zadeh, profesor de ciencia de computadoras en la Universidad de California en Berkeley.

La Lógica Difusa, propuesta por L. Zadeh en 1965, surge como una alternativa a la lógica tradicional, y como un intento de modelar la forma en que los seres humanos representan y procesan la información sensorial a un “alto nivel”, y la forma “difusa” (relativa/subjetiva) con que manejan lingüísticamente muchos conceptos.

Un concepto fundamental en lógica difusa es la función de pertenencia (membership function) el cual permite manejar la subjetividad del lenguaje humano. La función de pertenencia μ es un valor real en el rango $[0,1]$.

Por ejemplo, en la figura 4.2 se observa la función de pertenencia “coche es rápido”, con un $\mu_{velocidad}(coche)=0,9$, lo que significa que pertenece al grupo de coches rápidos con un grado de pertenencia 0,9, por lo que la función tiene valor 1 para $\mu_{velocidad}$ (donde 1 significa verdadero y 0 significa falso).

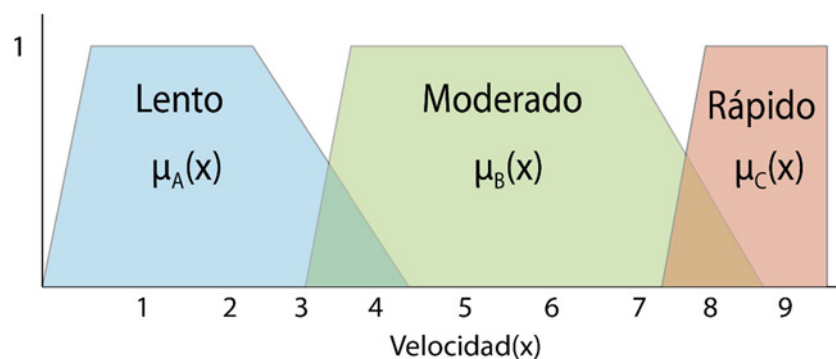


Figura 4.2: función de pertenencia

Un sistema fuzzy está formado por las siguientes etapas:

- Fuzzificación: donde las variables se traducen a lenguaje fuzzy, por ejemplo: rápido, alto, lento, etc.
- Motor de inferencia (fuzzy engine, fuzzy control): donde se almacenan las reglas que operan sobre las variables fuzzy. Ejemplo: Si (presión alta) y (temperatura alta) entonces (revoluciones baja)
- Defuzzificación: donde los valores fuzzy se traducen a valores numéricos. Ej. Revoluciones bajas significa 1000 rpm.

Entre las principales aplicaciones de la lógica difusa destacan: el control, el procesamiento de señales, los sistemas de comunicación, la optimización, etc.

4.3.2 Computación Evolutiva

La idea de computación evolutiva se fundamenta en resolver problemas de optimización utilizando las mismas estrategias que utiliza la naturaleza a través de mecanismos de evolución. Es decir, reproducir a los individuos más aptos y a través de este mecanismo adaptar la especie al medio ambiente cambiante, de esta manera se preserva la especie y asimismo ésta compete con otras.

Se puede afirmar que la evolución natural darwiniana es un mecanismo robusto de optimización a través de búsqueda. Entre los procesos presentes en la evolución y que son usados en el campo de la computación evolutiva destacan:

- Reproducción: Transmite el material genético del progenitor a los descendientes en forma sexuada o asexuada.
- Mutación: Permite aumentar la entropía, es decir la variabilidad de la especie. Intencionalmente introduce errores en forma aleatoria durante el proceso de transmisión del material genético.
- Competición: Consiste en la lucha por recursos finitos por parte de una población siempre en aumento.
- Selección: Es el resultado de la competencia entre especies.

El mecanismo de evolución funciona a diferentes niveles: células, órganos, individuos y especies. Dependiendo del nivel del cual la Computación Evolucionaria (Evolutionary Computation) obtenga sus modelos, pueden distinguirse las siguientes subáreas:

- Algoritmos Genéticos (Genetics Algorithms).
- Estrategias de Evolución (Evolution Strategies).
- Programación Evolucionaria (Evolutionary Programming).
- Programación Genética (Genetic Programming).

La resolución de problemas de optimización mediante algoritmos genéticos sigue las siguientes etapas, a modo de guía:

- Codificar los parámetros del problema a resolver utilizando cromosomas. Cada gen de este cromosoma corresponderá a un parámetro.
- Formular una función de costo (con restricciones) que permita seleccionar la mejor solución, estrategia de evolución.
- Inicializar la población de posibles soluciones, normalmente en forma aleatoria.
- Crear descendientes de esta población, utilizando algún proceso como mutación y/o recombinación.
- Utilizar la función de costo para evaluar a los descendientes y a los progenitores.

- Seleccionar las mejores soluciones y de esta forma determinar los progenitores de la próxima generación.
- Iterar hasta alcanzar una solución satisfactoria o hasta que el tiempo límite expire.

4.3.3 Redes Neuronales

Por otro lado las redes de neuronas artificiales (denominadas habitualmente como RNA, o en inglés como "ANN") son un acercamiento al tipo de aprendizaje y procesamiento inspirado en la forma en que funciona el cerebro humano. Se trata en definitiva de simular un sistema de interconexión de neuronas en red que interacciona para producir un estímulo de salida.

En inteligencia artificial es habitual referirse a ellas como redes neuronales basadas en métodos estocásticos, que junto a otras técnicas y tecnologías conforman la base teórica del concepto de Inteligencia Artificial (IA). Las principales características que diferencian a las redes neuronales de otras tecnologías son:

- Su capacidad de aprendizaje a partir de la experiencia (entrenamiento). Las redes neuronales pueden ser entrenadas para realizar una determinada tarea sin necesidad de estudiar esta a fondo ni programarla usando un lenguaje de programación específico. Además, las redes neuronales presentan una gran adaptabilidad, puesto que pueden volverse a entrenar para ajustarse a nuevas características o necesidades del sistema que controlan o monitorizan, sin suponer esto que reescribir o revisar el código.
- Alta velocidad de respuesta. Una vez realizado el entrenamiento, se comportan de manera similar a como lo hace el cerebro: los seres humanos no necesitan pensar mucho para identificar un objeto, una palabra o concepto, una vez ha aprendido a hacerlo.
- Su robustez. La respuesta a un estímulo es generada entre las diferentes neuronas que forman parte de la red, de forma que si alguna no funciona correctamente, las demás continúan generando cierto número de respuestas correctas (el índice de error se incrementa, pero sigue habiendo una respuesta proporcional en la mayoría de los casos).

Se puede decir que las redes neuronales comienzan en 1943 con McCullough y Pitts, quienes describieron el cálculo lógico de las redes neuronales, describieron el primer módulo formal de una neurona elemental y sentaron las bases teóricas de las redes neuronales.

En la década de los cincuenta, Minsky comenzó a construir la primera neurocomputadora (basada en modelos de redes neuronales que imitan al

cerebro y sus conexiones), básica, estableciendo la base teórica de las redes neuronales.

Frank Rosenblatt en 1962, desarrolla el "Perceptrón", que reproducía una estructura neuronal muy simple, capaz de aprender a reconocer y clasificar determinadas figuras geométricas.

En la misma década, Minsky y Pappert, publican un libro en el que se ponían de manifiesto las limitaciones de los perceptrones de una capa.

No es hasta la década de los 80, cuando se reactiva de nuevo el interés en esta área del conocimiento, gracias a avances en equipos informáticos, que permitieron mayor capacidad y velocidad de computación, y desarrollar redes con arquitecturas más complejas y eficientes, con buenos resultados en aplicaciones donde los procedimientos tradicionales encontraban dificultades.

En 1982 J. Hopfield describe las "redes de Hopfield" en las que se describen funciones de energía para potenciar el funcionamiento de las redes dinámicas y abre un nuevo camino para la comprensión del comportamiento de las redes recurrentes con conexiones sinápticas simétricas. Por otro lado Cohen y Grossberg desarrollan en 1983 el principio de la memoria direccionable por contenido.

En 1986 Rumulhart, Hunton y Williams reescriben el algoritmo de "back-propagation", anteriormente desarrollado en 1974 por Paul Werbor.

Paralelamente, se desarrollan las nuevas tecnologías de fabricación de microchips, y se comienza a fabricar redes neuronales implementadas en silicio, mucho más rápidas que las de implementadas sobre software y mucho más especializadas, reduciendo el coste económico y computacional enormemente, mejorando el desempeño y fiabilidad de las mismas.

Las Redes Neuronales tratan de modelar la estructura y la forma de trabajar de las células nerviosas o neuronas de los animales y/o de los seres humanos, y están compuestas por unidades estructurales llamadas neuronas, conectadas entre sí, el modelo básico de una neurona corresponde con el mostrado en la figura 4.3:

La topología de una red neuronal estará determinada por el número de neuronas que la conforman, por la forma en éstas estén ordenadas (capas) y por la naturaleza de las conexiones entre la neuronas.

La estructura típica de las topologías de redes neuronales coincide con el siguiente esquema:

- una capa de entrada (input layer).
- Una capa de salida (output layer)
- Una o varias capas ocultas intermedias (hidden layers).

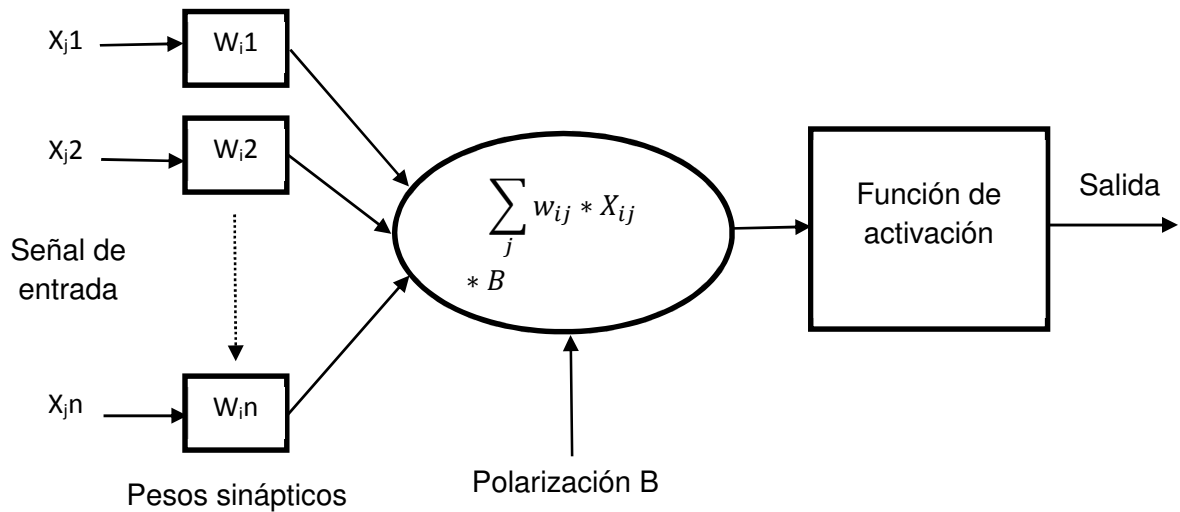


Figura 4.3: Modelo de neurona

El flujo de la información puede ser unidireccional desde la capa de entrada hacia la capa de salida (redes feedforward) o bidireccional con retroalimentación (redes recurrentes).

En la figura 4.4, se muestran diferentes ejemplos de topologías de redes, en cuanto a la distribución de sus neuronas y la interconexión entre ellas, cada una de estas tipologías le confiere a la red propiedades distintas.

Entre las principales propiedades de las redes neuronales se encuentran las siguientes:

- Capacidad de asociación (Generalización).
- Tolerancia ante fallas (Robustez).
- Capacidad de aprendizaje (Adaptabilidad).
- Seguridad ante caídas del sistema (estabilidad).
- Procesamiento paralelo (Capacidad).
- Procesamiento distribuido de la información (Robustez).
- Representación distribuida de la información en el grafo (Claridad y simplicidad).

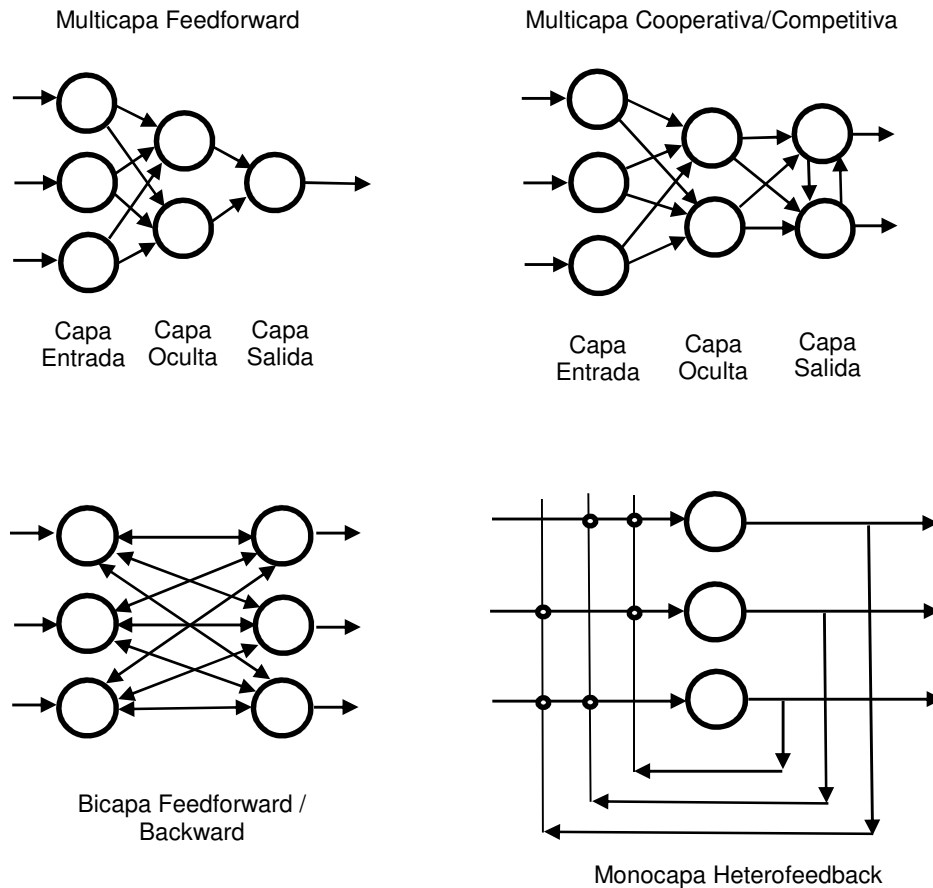


Figura 4.4: Topologías de redes neuronales.

Una de las principales características de las redes neuronales es su capacidad de aprendizaje, esto se logra a través del entrenamiento, que no es más que, la repetitiva presentación de ejemplos, lo cual permite adaptar los pesos sinápticos de las neuronas, hasta lograr aproximar los patrones lo máximo posible, los métodos de aprendizaje más utilizados son:

- Aprendizaje Supervisado (tutorada).
- Aprendizaje no Supervisado (sin tutor).
- Aprendizaje Competitivo.
- Aprendizaje Reforzado (de Pavlov).

En la figura 4.5 se muestra el esquema de una red con aprendizaje supervisado, donde el feedback se produce desde un estimador del error de la predicción, lo que mejora la experiencia de la red. A más datos procesados, mejor es la respuesta de la red neuronal, actuando sobre los pesos de las entradas, priorizando las más relevantes y relegando las menos significativas.

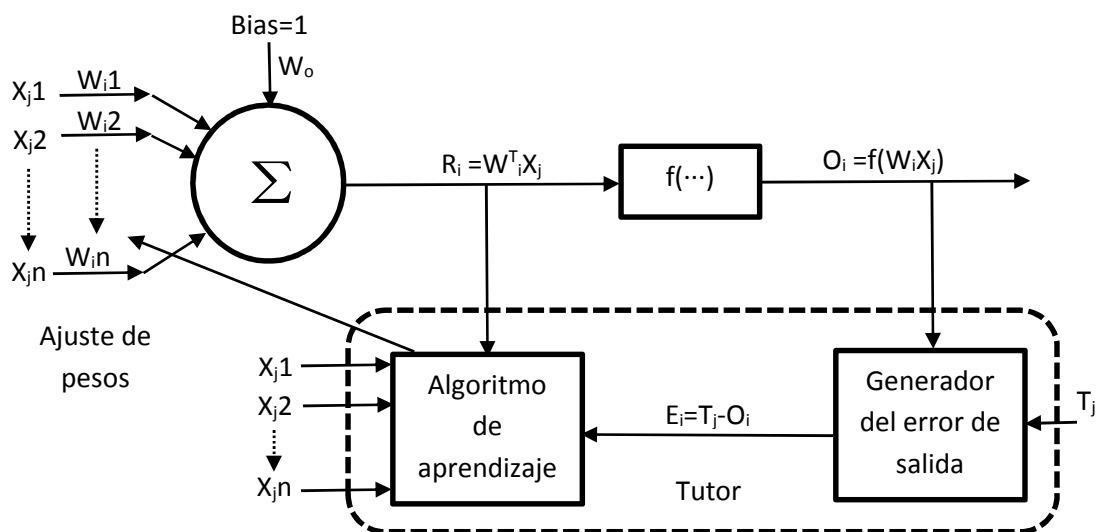


Figura 4.5: Esquema de red con aprendizaje supervisado.

Existen numerosos modelos de redes, los cuales son utilizados para resolver diferentes tipos de problemas, en la tabla 4.1 se puede observar algunos de los modelos más utilizados y sus campos de aplicación característicos.

Modelo de red	Campo de aplicación
Red de Hopfield	Optimización y asociación de patrones
Multicapa perceptron Back propagation	Aproximación de funciones, clasificación, pronóstico y control
SOM - Self Organizing Map o Red de Kohonen	Clustering y clasificación
LVQ – Learning Vector Quantization	Clasificación
ART – Adaptive Resonance Theory	Clustering y clasificación
Radial Basis Function	Aproximación de funciones, clasificación, pronóstico y control
Counter propagation	Clasificación y aproximación de funciones
ADALINE-MADALINE	Sistemas de comunicación y control

Tabla 4.1: Tipos de redes neuronales y sus aplicaciones.

Pero estas son solo las más representativas, ya que existen multitud de modelos neuronales como por ejemplo: Cerebellum Model Articulation Controller (CMAC), Bidirectional Associative Memory (BAM), Temporal Associative Memory (TAM), Linear Associative Memory (LAM), Brain-state-in-a-box, Probabilistic Neural Network (PNN), Boltzmann-Maschine, Time-Delay Neural Net (TDNN), Cognitron und Neocognitron Modelle, Simulated

Annealing, Restricted-Coulomb-Energy (RCE) Modell, Logicon Projection Network (LPN), Cellular Neural Network (CNN), Boundary Contour System (BCS), entre otras, cada una de ellas presenta diferentes configuraciones de las neuronas, con distintas distribuciones de capas, estimaciones de pesos, etc. y están adaptadas a distintas aplicaciones.

4.4 Método de los multiplicadores de Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker, o KKT

La minimización de funciones con múltiples restricciones es conocida como minimización de función Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker, también llamada KKT o método de multiplicadores de Lagrange extendido.

Como método de resolución se utiliza el método de optimización por minimización de función Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker extendido, para la resolución de problemas de optimización lineales y no lineales con restricciones de igualdad y desigualdad. En un procedimiento KKT se reduce un problema restringido, con n variables, a uno sin restricciones de $n + k$ variables, donde k es igual al número de restricciones, y cuyas ecuaciones pueden ser resueltas más fácilmente.

Este método fue desarrollado por Joseph Louis LaGrange, y posteriormente se extendió el uso de este método, aplicándolo a problemas más complejos. Se observó que se necesitaba satisfacer una serie de condiciones necesarias y suficientes, para que la solución del problema fuera óptima.

Las condiciones necesarias que deben satisfacer la optimización de problemas de optimización no lineal con restricciones de desigualdad fueron publicadas por primera vez en 1939 en la tesis de Maestría de William Karush [58], estudiante de matemáticas de la Universidad de Chicago, y fueron renombradas tras un artículo en una conferencia de Harold W. Kuhn y Albert W. Tucker [59], publicado en 1951.

Las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) son una generalización del método de los multiplicadores de LaGrange para restricciones de desigualdad, imponiendo una serie de criterios que aseguran la óptima resolución del problema.

Como en el caso de balance de flujos dentro de la ETAP se busca la maximización de la función de energía generada, se cambia de signo una parte de la igualdad, siendo la función de energía generada proporcional al caudal de entrada, convirtiendo de esta manera la función de minimización en función de maximización.

4.4.1 Definición

Dada una función, la cual contiene puntos donde dicha función tiene un extremo condicionado con k restricciones, este se encontrará entre los puntos estacionarios de una nueva función sin restricciones, construida como una combinación lineal de la función principal y las funciones implicadas en las restricciones, cuyos coeficientes son los multiplicadores de LaGrange.

La demostración del método de los multiplicadores de LaGrange utiliza derivadas parciales y la regla de la cadena para funciones de varias variables.

El método se reduce a extraer una función implícita de las restricciones, y encontrar las condiciones para que las derivadas parciales con respecto a las variables independientes de la función sean iguales a cero.

Sea $f(x,y)$ una función de tipo bidimensional, la cual se desea maximizar, cumpliendo las condiciones de restricción de la ecuación (4.27):

$$g(x, y) = c \quad (4.27)$$

Donde c es una constante, la representación de la función f correspondería con las curvas de nivel (universo de existencia de las restricciones) de la función para distintos valores de d_n , del contorno de g (restricciones) dado por $g(x, y) = c$, dadas por la ecuación (4.28):

$$f(x, y) = d_n \quad (4.28)$$

Si se estudia la curva de nivel donde $g=c$, se tiene que las curvas de nivel f y g son distintas, y la curva $g=c$ por lo general intersecará y cruzará muchos contornos de f , cuyos puntos de cruce son posibles soluciones del sistema de ecuaciones con restricciones.

Si nos movemos a través de la línea $g=c$, que representa las restricciones, se puede incrementar o disminuir el valor de f . Sólo cuando la línea $g=c$ toca tangencialmente sin cortar una curva de nivel de f , no se incrementa o disminuye el valor de f . Esto solo ocurre en el extremo local restringido y en los puntos de inflexión locales restringidos de la función f .

Gráficamente se describe la condición de tangencia diciendo que los gradientes de f y g son vectores paralelos en el máximo. Si se añade un

nuevo escalar λ , representado por la ecuación (4.29), representa la condición de los puntos de tangencia, se tiene que:

$$\nabla[f(x, y) - \lambda(g(x, y) - c)] \quad \text{para } \lambda \neq 0 \quad (4.29)$$

Una vez resuelta se obtienen los valores de λ , se retorna al número original de variables, para continuar buscando el extremo de la nueva ecuación no restringida, según la ecuación (4.30).

$$F(x, y) = f(x, y) + \lambda(g(x, y) - c) \quad (4.30)$$

De forma general, se tiene que $F(x, y) = f(x, y)$, para todo (x, y) satisfaciendo la condición $g(x, y) - c = 0$, en la restricción, sabiendo que los ceros de $\nabla F(x, y)$, están todos en $g(x, y) = c$, y por tanto son soluciones al sistema.

4.4.2 Definición de contorno KKT

El método de los multiplicadores de LaGrange dice, sea $f(x)$ una función definida en un conjunto abierto n -dimensional $\{x \in \mathbb{R}^n\}$. Se definen s restricciones según la función $g_k(x)=0$, con $k=1, \dots, s$, se observa que las restricciones son satisfechas por la ecuación (4.31):

$$h(x, \lambda) = f - \sum_{k=1}^s \lambda_k g_k \quad (4.31)$$

Se puede buscar un extremo para h , tal que igualando a cero su derivada según ecuación (4.32), se obtiene la función que define los extremos, de la forma:

$$\frac{\partial h}{\partial x_i} = 0 \quad (4.32)$$

Lo que es equivalente a la ecuación (4.33), ecuación de la condición de extremos con restricciones:

$$\frac{\partial f}{\partial x_i} = \sum_{k=1}^s \lambda_k \frac{\partial g_k}{\partial x_i} \quad (4.33)$$

4.4.3 Conclusión

Sea una superficie M contenida en \mathbb{R}^n definida por $g(x)=0$ y sea $f(x)$ la función a obtener su punto crítico. Si $p \in M$ un punto crítico entonces se ha de cumplir la ecuación (4.34), que es la función a optimizar o función primitiva.

$$\nabla f \cdot v = 0 \quad (4.34)$$

Para todo v vector tangente a M en p , es decir, sea cual sea la dirección en la que nos desplazemos en M , el incremento de f a primer orden es nulo.

La anterior condición significa que ∇f es perpendicular al tangente a M en el punto p y dado que la dimensión de $M=n-1$, existe un único vector perpendicular linealmente independiente que viene dado por ∇g , ecuación (4.35), de modo que:

$$\nabla f = \lambda \nabla g \quad \text{Para un determinado } \lambda \quad (4.35)$$

En el caso de que M este definida por varias restricciones g_1, g_2, \dots, g_k , el conjunto de vectores perpendiculares al tangente a M en p viene generado por $\nabla g_1, \nabla g_2, \dots, \nabla g_k$, de modo que al ser ∇f perpendicular al tangente a M en p este ha de ser de la forma de la ecuación (4.36), Conjunto de vectores perpendiculares:

$$\nabla f = \lambda_1 \nabla g_1 + \lambda_2 \nabla g_2 + \dots + \lambda_k \nabla g_k \quad (4.36)$$

Para ciertos valores de $\lambda_1, \dots, \lambda_k$

Los multiplicadores desconocidos $\lambda_1, \dots, \lambda_k$ se determinan a partir de las ecuaciones de las restricciones y conjuntamente se obtiene un extremo para h que al mismo tiempo satisface las restricciones (por ejemplo $g_k=0$), lo que implica que f ha sido optimizada

El método de multiplicadores de Lagrange es particularizado por las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker, que complementan las condiciones de compatibilidad del sistema de ecuaciones, para la obtención de sistemas optimizados viables.

4.4.4 Condiciones de Karush-Kuhn-Tucker o KKT

En programación matemática, las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker o KKT, son condiciones necesarias y suficientes para que la solución de un problema de programación matemática sea óptima.

Este método, es una generalización del método de los Multiplicadores de LaGrange. Comenzando con planteamiento general del problema, definido por la ecuación (4.37):

$$\min f(x) \quad \begin{cases} g_i(x) \leq 0 \text{ con } i = 1, 2, \dots, m \\ h_j(x) = 0 \text{ con } j = 1, 2, \dots, l \end{cases} \quad (4.37)$$

Donde:

- $f(x)$ es la función objetivo a minimizar o maximizar.
- $g_i(x)$ son las restricciones de desigualdad.
- $h_j(x)$ son las restricciones de igualdad.
- Con m y l representando el número de restricciones de desigualdad (m) e igualdad (l).

Las condiciones necesarias para problemas con restricciones de desigualdad se enuncian en dos sendos postulados:

1. Condiciones necesarias de primer orden.
2. Condiciones de regularidad.

4.4.5 Condiciones necesarias de primer orden

Se tiene que la función objetivo a minimizar y las funciones de restricción son representadas por la ecuación (4.38).

$$f: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \quad \begin{cases} g_i: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \\ h_j: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \end{cases} \quad (4.38)$$

Suponiendo que son continuamente diferenciables en el punto x^* , siendo x^* un mínimo local, entonces existe las constantes $\lambda \geq 0$, $\mu_i \geq 0$

con $i = (1, \dots, m)$ y v_j con $j = (1, \dots, l)$, (4.39), que forman las condiciones necesarias de primer orden (4.40), y además se puede afirmar que x^* es un mínimo local, tales que:

$$\lambda + \sum_{i=1}^m \mu_i + \sum_{j=1}^l |v_j| > 0 \quad (4.39)$$

$$\lambda \nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^m \mu_i \nabla g_i(x^*) + \sum_{j=1}^l v_j \nabla h_j(x^*) = 0 \quad (4.40)$$

$$\mu_i g_i(x^*) = 0 \text{ para todo } i = 1, \dots, m$$

4.4.6 Condiciones de regularidad (clasificación de las restricciones)

En la condición necesaria (4.40) anteriormente descrita, el multiplicador dual λ no debe ser igual a 0, por que pudiera generar soluciones denominadas degeneradas, por lo que han de cumplir una serie de condiciones, denominadas condiciones de regularidad, que aseguran que la solución no es degenerada (es decir $\lambda \neq 0$), las condiciones necesarias no tiene en cuenta las propiedades de la función, sino la geometría de las restricciones, estas son:

- Condición de restricción de independencia lineal (CRIL): los gradientes de las restricciones activas de desigualdad y los gradientes de las restricciones de igualdad son linealmente independientes en x^* .
- Condición de restricción de Mangasarian-Fromowitz (CRMF): los gradientes de las restricciones activas de desigualdad y los gradientes de las restricciones de igualdad son linealmente independientes y además son positivos en x^* .
- Condición de restricción de rango constante (CRRC): para cada subconjunto de las restricciones activas de desigualdad y los gradientes de las restricciones de igualdad, el rango de valores en el entorno de x^* es constante.
- Condición de restricción de dependencia lineal constante positiva (DLCP): para cada subconjunto de restricciones activas de desigualdad y de gradientes de las restricciones de igualdad, si es

linealmente dependiente positivo en x^* entonces es linealmente dependiente positivo en el entorno de x^* .

Donde: $x^*\{v_1, \dots, v_n\}$ es positivo y linealmente dependiente, si existe $a_1 \geq 0, \dots, a_n \geq 0$, distintos de cero, tal que $a_1 v_1 + \dots + a_n v_n = 0$.

- Condición de Slater para problemas con únicamente restricciones de desigualdad: existe un punto x tal que $g_i(x) < 0$ para todo $i = 1, 2, \dots, m$.

Por tanto se tiene que $CRIL \Rightarrow CRMF \Rightarrow DLCP$ y que además $CRIL \Rightarrow CRRC \Rightarrow DLCP$, aunque $CRMF$ no es equivalente a $CRRC$, normalmente, se prefiere las condiciones de restricción más débiles ya que proporcionan condiciones de optimización más fuertes.

Si $\lambda = 0$, a este caso se denomina degenerado, anormal o singular, y no se contempla su solución.

4.5 Métodos de cálculo de pérdidas de carga en conducciones

Para el sistema de conducción se contemplan algoritmos de cálculo clásicos, por ejemplo el de Darcy-Weisbach (1975), el de Hazen-Williams (1905) o el de Scobey (1931). Se seleccionará aquel que mejor se adapte a las características de la conducción.

Se realizará el cálculo de las pérdidas de carga en la conducción con métodos que aporten resultados contrastados, con el objetivo de poder establecer las variables propias y el comportamiento de la conducción, sin perder de vista las mediciones y los datos empíricos tomados en la ETAP.

Los registros de medidas de la ETAP servirán para validar los modelos matemáticos, respetando siempre el ciclo de planteamiento, es decir, cálculo, validación del modelo y corrección, mostrado en la figura 4.6.

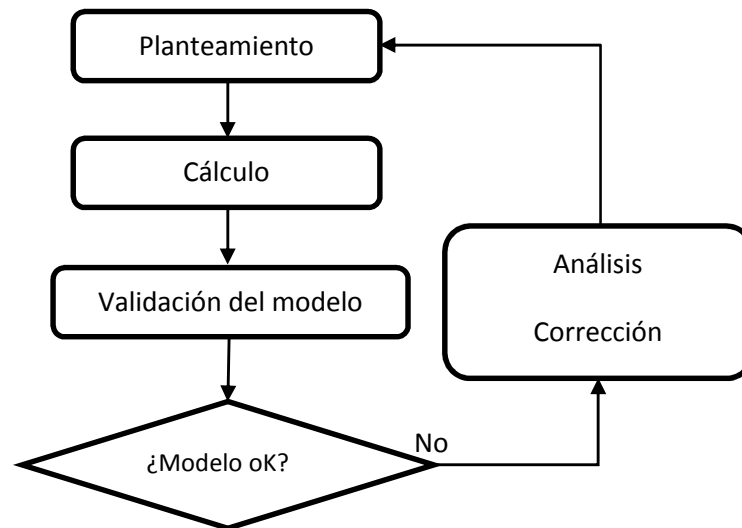


Figura 4.6: Modelo ampliado de prueba y error.

4.6 Métodos de cálculo para otros elementos

Para las variables del grupo de elementos generadores de energía se parte de la información técnica aportada por los fabricantes de estos componentes, como la turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador. Se medirán y calcularán todas aquellas variables o datos no especificados o desconocidos. Aplicando los algoritmos de cálculo estándar para máquinas eléctricas trifásicas, de sobrada fiabilidad y contrastados resultados, utilizados habitualmente en ingeniería eléctrica.

Se utilizarán fórmulas para el cálculo de la potencia eléctrica, potencia mecánica, rendimiento, etc., apoyando los resultados con medidas tomadas en planta a pie de los equipos.

Otros datos a tener en cuenta son los específicos de la ETAP, tales como, los caudales de captación, de tratamiento, y de consumo de agua. Estos son tomados de los datos registrados por la propia ETAP, que es la principal fuente de datos para este trabajo de investigación.

Así, parámetros como la duración del proceso de depuración de agua, los caudales de entrada, y el consumo, la energía generada, los niveles de almacenamiento y en general todos aquellos relativos al funcionamiento de la instalación, son únicos y singulares de la misma y, por tanto, no son transportables. Para el tratamiento de estos datos se utilizan aquellas herramientas matemáticas, que en cada análisis se consideren más adecuadas, como la estadística, funciones en el dominio temporal, análisis de frecuencia, etc.

El origen del resto de datos provendrá de distintas fuentes, las más relevantes son las confederaciones hidrográficas de las cuencas, que a

través de sus páginas web, ofrecen gran cantidad de datos sobre caudales, estados de la cuenca, fauna, flora, etc. Cuando estos datos no existan o no sean accesibles, habrá que tomarlos mediante estaciones de medida.

La información sobre derechos del agua, cesiones etc., con los que se calculará la disponibilidad de agua en la cuenca para la consecución del objetivo principal maximizar la generación de energía eléctrica, son generalmente de difícil acceso. Generalmente esta documentación está desperdigada en distintos estamentos, aunque suelen ser accesibles a través de las consejerías de medio ambiente, confederaciones hidrográficas y juntas de gestión del río, si las hubiere. En algunos casos excepcionales estas informaciones están publicadas en internet. La dificultad de obtención de estos datos para este tipo de estudios dependerá de la cuenca analizada.

Para estos sistemas implicados, se utilizará en general, los principios de la física relacionados con los campos de estudio a los que pertenezca por su propia naturaleza, a través de los fundamentos y principios matemáticos implicados en cada cálculo.

5 Metodología

Definidos los objetivos, el estado del arte y los fundamentos, se plantean las líneas de actuación que proporcionaran una idea más clara de los problemas y de la solución de los mismos, estructurando y articulando los pasos a seguir.

Los sistemas a considerar son:

- Sistema climático para la predicción de la demanda.
- Sistema azud captación y conducción.
- Sistema turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador.
- Sistema de planta de tratamiento.
- Balance de flujos de la central para maximizar el flujo de agua por la turbina y con ello la generación de energía eléctrica.

Estos sistemas se representan a modo de esquema en la, figura 5.1 la cual facilita la comprensión del problema.

Como se ha indicado anteriormente, el objetivo es el desarrollo de un modelo óptimo de generación de energía eléctrica, este objetivo se pretende conseguir mediante la maximización de los recursos existentes, y mediante el cálculo, ponderación y evaluación de todas las variables implicadas en el proceso. Alguna de estas variables es susceptible de ser estimada, como el consumo de agua por una población para todas las horas del día, lo que se consigue mediante los valores meteorológicos previstos, esperados o estimados

La metodología aplicada en este trabajo de investigación consiste en la programación de tareas y la anticipación de resultados. Posteriormente se evalúa el comportamiento con cada variable de entrada, obteniendo su relevancia o peso en la consecución del objetivo propuesto, ajustando el modelo a cada paso, optimizando el proceso y los resultados.

La resolución de los sistemas predictivos se llevará a cabo a través de métodos estocásticos, considerando que son los más indicados para la resolución de problemas no lineales.

Antes de la elección de los métodos de resolución, se verifica la idoneidad de los mismos para asegurar los mejores resultados posibles, evaluándolos en términos de:

- Idoneidad.
- Fiabilidad.
- Precisión.
- Carga computacional.

Para el resto de sistemas se han utilizado métodos clásicos de resolución, ya que el objetivo particular es cuantificar las variables propias que los caracterizan y gobiernan, para ser evaluadas posteriormente. Por ejemplo, el sistema de turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador, se ha caracterizado a través de la formulación clásica sobre máquinas eléctricas y datos técnicos propios del fabricante.

Para el sistema de captación y conducción, las pérdidas de carga del sistema se calculan a través del método de Darcy y Weisbach, (6.16), como principal método de cálculo, por su fiabilidad contrastada.

Para validar los resultados de los modelos propuestos en cada sistema, se contrastarán los modelos teóricos mediante el análisis de datos empíricos registrados en la propia ETAP. Se comprobará la adecuación o discordancia entre los modelos teóricos y los datos empíricos.

En caso de no resultar fehacientes, se hará necesario un análisis más pormenorizado de las conclusiones, a través de la evaluación de los condicionantes y variables de entorno. Las conclusiones han de justificar dichas discordancias para la obtención de datos fiables.

El sistema de planta ha sido caracterizado de un modo general y abstracto, sin un estudio pormenorizado del proceso. El objetivo es poder abstraer conclusiones y hacerlas transportables a todo tipo de instalaciones que posean una instalación generadora de energía eléctrica, independientemente del proceso principal.

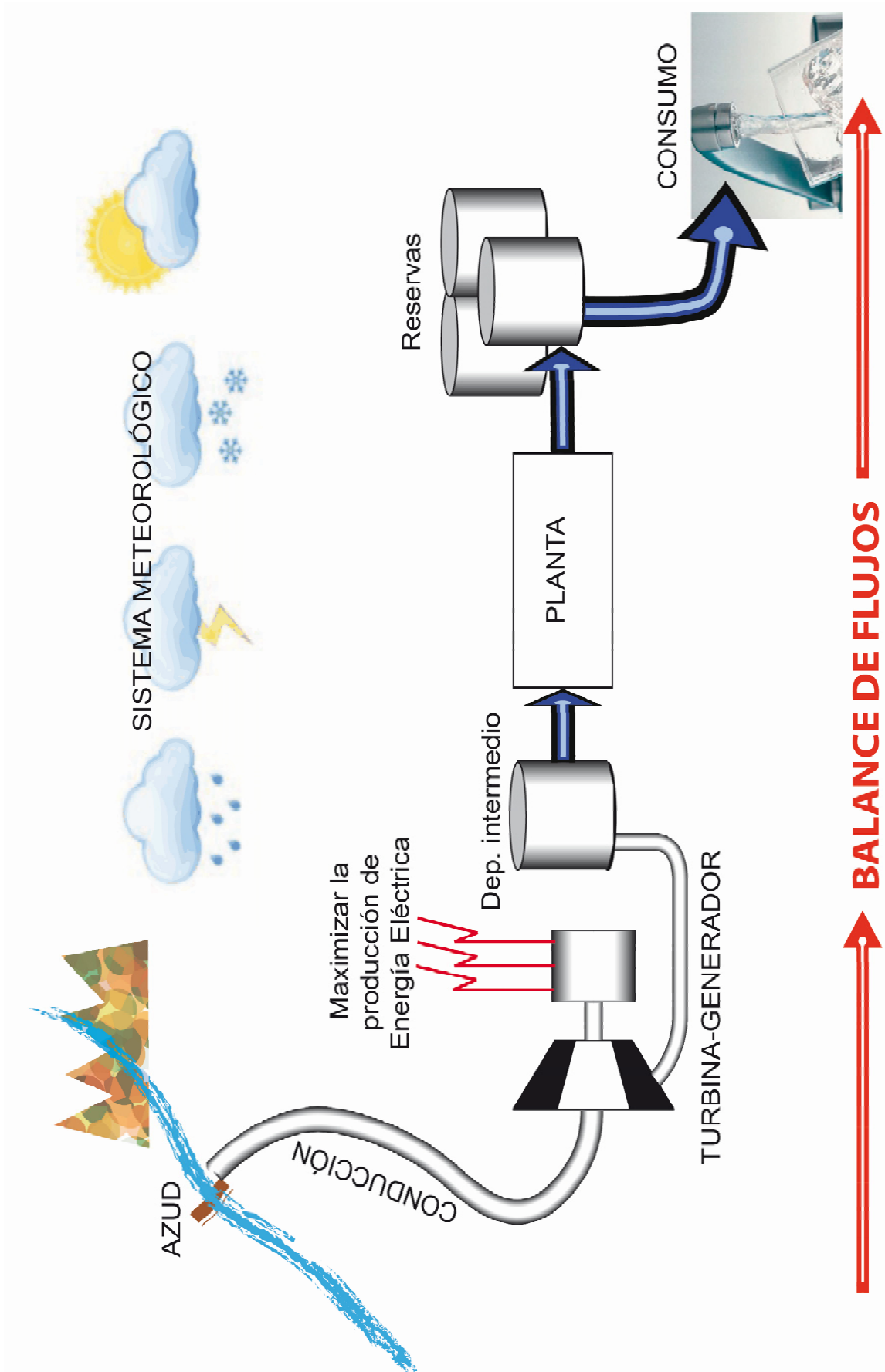


Figura 5.1: Representación de los sistemas implicados.

Por ello, los sistemas se han caracterizado a través de las variables más descriptivas, y no por ello menos relevantes (ya que todas ellas son determinantes para el resto de sistemas). De esta manera no se particularizan las condiciones, y permite extrapolar las conclusiones.

Como norma, se ha seguido el esquema metodológico de la figura 5.2, para cada uno de los procesos, validando cada uno de los modelos propuestos.

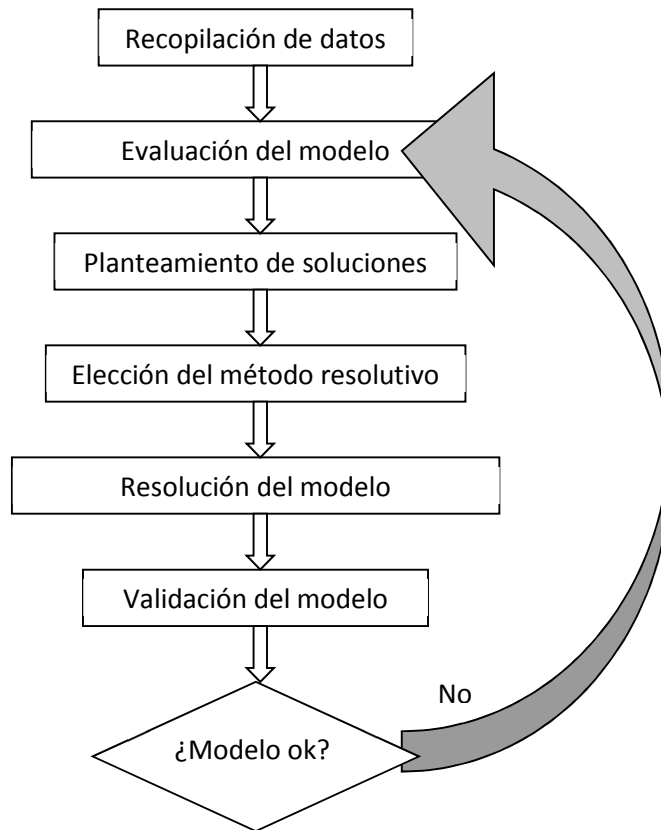


Figura 5.2: Metodología de trabajo

La optimización se aborda dividiendo el objetivo en cada uno de los sistemas que forman la generación de energía, y cada sistema es dividido a su vez en los procesos que la componen. La descripción de los sistemas y sus procesos correspondientes se desarrollan en el capítulo 6.

Posteriormente se acomete la optimización del conjunto a través de la ecuación de balance de flujos, en base a todas las variables obtenidas del estudio de los sistemas que forman la instalación, y, sobre todo, a través de los modelos desarrollados para cada sistema.

6 Elección de modelos y cálculo de variables

La elección de modelos para cada sistema está condicionada por su propia naturaleza, por las particularidades que estos presentan, y por los resultados que se esperan obtener del modelo, los mismos, siempre que se cumplan una serie de restricciones y características.

Los modelos responden a criterios de idoneidad, estabilidad y fiabilidad, minimizando en todo momento los errores asociados a cada modelo. Estos se analizan en base a las características evolucionadas de los sistemas de tratamiento de información actuales y a sus capacidades.

Los modelos seleccionados para alcanzar los objetivos de optimización, pretenden aportar **soluciones reales e innovadoras**, que puedan ser aplicadas, y que aporten mejoras sustanciales tras su implantación.

Se pretende aportar innovación en todos los aspectos relacionados con la gestión y la operación de instalaciones generadoras, salvo en aquellos aspectos en los que la técnica y la ciencia están ampliamente desarrolladas y han sido sobradamente contrastados. Por ello en algunos sistemas no se ha considerado la aportación de nuevos métodos de cálculo, y en otros casos se ha considerado abrir caminos a futuras líneas de investigación, porque se salían del alcance de este estudio.

6.1 Predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas mediante sistemas de inferencia difusa

Para la elección del modelo para la resolución de la predicción a corto plazo de la demanda de agua en entornos locales a partir de variables meteorológicas, se recurrió inicialmente al estudio de trabajos publicados en la literatura internacional, prestando especial atención a los resultados obtenidos, y ponderando las virtudes y deficiencias observadas en ellos. Así se consideraron detalles como fiabilidad, robustez, minimización del error, herramientas computacionales necesarias, conjuntos de variables sometidos a estudio, o el rango de variabilidad de las variables a estimar.

Ambos conceptos, el meteorológico y el de consumo de agua, se pretenden relacionar de tal forma que conociendo las variables climáticas, se pueda obtener previsión de la evolución del consumo de agua por parte de los consumidores, hora a hora.

Tras un estudio pormenorizado de los trabajos publicados en relación a la predicción del consumo de agua, descubrimos que pocos son aplicados a la predicción a partir de variables meteorológicas, tal y como es la intención en este estudio.

Con los objetivos definidos se plantean grandes líneas de actuación que proporcionan una idea más clara del problema y de la solución. Se focalizarán los estudios en las diferentes metodologías existentes para el estudio de series temporales.

Existen numerosos métodos que se centran en solucionar la predicción de variables mediante multitud de diferentes técnicas matemáticas y computacionales, Clasificando estos métodos, se tiene que en general se basan en uno de estos dos grupos principales:

- Series temporales clásicas y métodos de regresión:
 - Modelos autorregresivos.
 - Aproximaciones de series temporales.
- Inteligencia computacional y métodos estocásticos:
 - Redes neuronales artificiales.
 - Sistemas de inferencia difusa (Fuzzy).
 - Algoritmos genéticos.
 - Híbridos.

Los modelos autorregresivos fueron los primeros históricamente utilizados en el estudio de series temporales y en predicción de variables, y aún hoy son frecuentemente utilizados en multitud de aplicaciones. Los modelos clásicos de series temporales, desarrollados bajo la metodología de Box-Jenckins, o modelos ARIMA, basan su predicción en la hipótesis de la existencia de una relación de tipo lineal entre los regresores o entradas del modelo, y la variable tomada como salida del mismo. Esta hipótesis de linealidad limita en muchos casos la precisión de la estimación, debido a la existencia de relaciones no lineales en el proceso subyacente que se quiere modelar.

Sin embargo, existen distintos estudios que presentan diferentes modelos de predicción de series temporales, resultado de la extensión de los modelos clásicos al campo no lineal. Estas extensiones se realizan mediante la sustitución de la transformación lineal, por un aproximador funcional no lineal, como aproximadores funcionales, en muchos casos, se utilizan Redes Neuronales Artificiales [6], [9], [11], [18].

Pero, en los últimos años, las técnicas de inteligencia computacional han tenido mayor relevancia en cuanto aportan mayores ventajas respecto a los métodos clásicos. La introducción de las redes neuronales en la predicción de series temporales, ha producido significativas reducciones en los errores de predicción, por lo que estas técnicas han ido ganando terreno rápidamente en su aplicación a la previsión de demanda a corto plazo, en

gran parte gracias a la evolución y potencia de los nuevos sistemas informáticos.

De esta manera aparecen los sistemas de inferencia Fuzzy como una buena alternativa para la resolución de problemas de predicción en entornos no lineales, donde los conocimientos empíricos sobre la variable a predecir y su dinámica, pueden ser fácilmente representados mediante las reglas de los sistemas de inferencia. Dentro de esta categoría de sistemas de predicción, se han desarrollado herramientas que toman parte del sistema de redes neuronales formando una técnica híbrida entre ambas, esta es conocida como Sistema de Inferencia Neuro-Fuzzy (ANFIS). Esta técnica tiene las mismas capacidades que las redes neuronales para la aproximación de las funciones, y el sistema de inferencia puede aprender las relaciones entre las entradas y salidas, presentando ventajas sobre todo en la resolución de sistemas no lineales.

A tenor de numerosas investigaciones realizadas sobre estudios comparativos de estas tres metodologías (métodos autorregresivos, Fuzzy y Redes Neuronales), aplicadas a la generación de energía en centrales hidroeléctricas, [12], [15], [35], [47], los resultados basados en las redes neuronales y sistemas de inferencia Fuzzy, son superiores a los obtenidos con técnicas de autorregresión. En este sentido los sistemas predicción de inferencia Fuzzy presentan más exactitud y más ventajas que los basados exclusivamente en redes neuronales. Aunque ambas técnicas son aplicadas con éxito en multitud de aplicaciones, los resultados alcanzados por la combinación de modelos Neuro-Fuzzy (llamados híbridos) son muy superiores al resto de los sistemas estudiados.

Tras valorar todos estos métodos predictivos, se observa que **los modelos Neuro-Fuzzy, son sensiblemente superiores al resto, por sus mejores características y resultados en sistemas no lineales, por lo que se selecciona este método para implementar el sistema predictivo.**

6.1.1 Meteorología

La meteorología, es un factor relevante en la ecuación, cada zona climática posee características especiales, que es necesario conocer, para poder afinar correctamente los modelos predictivos.

El estudio de la meteorología no es un rama nueva de la investigación, sino que lleva mucho tiempo en las mentes de los investigadores. Para el objetivo de este estudio se necesitan los datos meteorológicos de numerosas variables atmosféricas descriptivas del estado meteorológico de la zona de estudio, como son:

- Precipitación.
- Temperatura.
- Humedad relativa.
- Radiación solar.
- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.
- Presión atmosférica.

Estas variables son plenamente representativas del estado meteorológico de un momento concreto, y representan el set de variables que serán evaluadas en el sistema predictivo Neuro-Fuzzy.

Ciertos estudios, apuntan al modelo *wind-chill*, como una estimación correcta de la sensación térmica percibida por el ser humano. Este método corrige la temperatura percibida por los humanos en función de la velocidad del viento. Aunque es un método muy descriptivo, número de variables necesarias para sus estimaciones es muy reducido. Para el sistema predictivo de la demanda se pretende ser mucho más ambicioso, contemplando un conjunto de variables de entrada mucho mayor y completo, con predicciones mucho más precisas.

Para el modelo Neuro-Fuzzy planteado, se necesitan especificar los valores en intervalos horarios, permitiendo enfrentar la evolución de las variables meteorológicas, frente al consumo de agua en cada momento.

Las series de datos meteorológicos a introducir en el estimador, serán grandes tablas de datos ordenados cronológicamente. Las tablas contendrán todas las variables climáticas para evaluar su rendimiento, y que el propio estimador Neuro-Fuzzy evalúe las más relevantes.

Estas grandes series de datos meteorológicos también cumplirán con el propósito de entrenar el estimador, por lo que los periodos que han de abarcar no serán inferiores a un periodo climático completo, o lo que es lo mismo un año.

Lo más recomendable a la hora de entrenar al sistema Neuro-Fuzzy es poder disponer de cuantos periodos completos se puedan conseguir, asegurando una mejor afinación del modelo y una minimización de los errores RMSE y MAPE.

6.1.3 Obtención de variables meteorológicas

Tras la elección del modelo, comienza el proceso de implementación. Para ello el primer paso es la obtención de las variables propias del sistema climático y del consumo de agua.

Para el sistema meteorológico se recurre principalmente a varias fuentes de datos. No todas las entidades disponen de estos datos, pero en la actualidad no resulta difícil conseguirlas. Muchas de ellas ofrecen datos meteorológicos que se pueden descargar desde sus páginas web en formato CSV, estas fuentes son:

- La Agencia Estatal de Meteorología.
- Ministerio de Medio Ambiente.
- Las Consejerías de Medio Ambiente Autonómicas.
- Confederaciones Hidrográficas de las cuencas de estudio.

Es de destacar el buen funcionamiento de estos servicios, de gran utilidad para todo aquel que necesite consultar datos meteorológicos; datos registrados con rigurosa exactitud y diligencia, no existiendo periodos en blanco, ni discordancias en la mediciones.

6.1.4 Consumo de agua

La fuente principal para los datos de consumo de agua es la propia ETAP objeto del estudio, que es por lo general, la única fuente de datos.

La mayoría de organismos relacionados con la gestión de ETAPs presentan anualmente unas estadísticas de consumo de agua con datos meramente informativos. Aunque resultan significativos desde el punto de vista estadístico, no sirven para aplicarlos a sistemas predictivos de cálculo de alta resolución estimativa.

Por norma general estos datos suelen ser cedidos tras cursar una petición justificada ante los organismos competentes. Pero existen varios factores a tener en cuenta:

- La precisión.
- La correlación.
- Número de variables registradas.
- Extensión de los registros.
- Intervalos de registro.
- Tecnología y estabilidad de los sistemas de registro.

Dependen en gran medida de factores como por ejemplo:

- Tipo y tamaño de instalación tratada.
- De su antigüedad.
- De las inversiones realizadas en sus instalaciones.
- Del grado de automatización y monitorización.

Los registros de este tipo de instalaciones por lo general presentan ciertas deficiencias endémicas, como por ejemplo:

- Discontinuidad de los periodos de registro: conteniendo periodos donde no existen datos.
- Discordancia de registros: presentando valores fuera de rango o incongruentes.
- Errores de medida: cuando ciertos elementos sensores registran datos continuos a lo largo de largos periodos de registro.
- Variaciones extremas en las medidas, técnica, física y matemáticamente inexplicables o imposibles.

Todas ellas debidas a factores como averías en la instalación, en los elementos de medida, en los equipos de registro, o al propio error humano.

El formato de los datos de las ETAPs puede ser muy amplio, desde formatos informáticos como CSV, EXCEL o ACCESS, a registros en papel, si se remonta a unos años atrás.

Esta casuística obliga a una elaborada estrategia de normalización de los datos, puesto que las discordancias en los datos que se introducen en el estimador Neuro-Fuzzy, penalizan sobremanera el rendimiento y la precisión de las predicciones.

Este es un problema tan relevante que se trata en un punto aparte. Su correcta ejecución redundará en el buen desempeño del estimador, y agiliza y simplifica todo el entramado de capas, pesos y el propio esquema de la red neuronal, permitiendo mejorar el error RMSE en una horquilla del 10% al 40% dependiendo de las deficiencias en los registros.

6.1.5 Filtrado y Normalización

El filtrado y normalización de las variables de entrada, presenta un reto diferente. Por un lado hay que depurar todos aquellos registros que no presentan datos coherentes, o que sus medidas son claramente erróneas. Por otro lado, hay que hacer que los datos coincidan temporalmente y que sus valores sean representativos de las variables que representan, en un

periodo de tiempo determinado, a fin de poder operar con ellos y obtener resultados coherentes.

Las variables meteorológicas por lo general son fiables y continuas con intervalos de registro que generalmente oscilan entre 10 min y 60min, no presentando discordancias ni periodos en blanco.

Distinto problema presentan las variables de consumo de agua de las ETAPs. Pueden presentar intervalos de registro que suelen oscilar desde 10 a 60 min., y los registros suelen presentar discontinuidades, existiendo intervalos en los que las variables no han sido registradas o los captadores han registrado medidas atípicas.

Por otro lado los registros de las instalaciones no resultan del todo fiables, debido sobre todo, a las discordancias que presentan. Se puede confirmar este hecho mediante la comprobación de los registros de fallos técnicos en la ETAP, de los equipos de medida, averías en las instalaciones de la ETAP o eventos singulares acaecidos.

Otras discordancias no presentan justificación alguna, salvo por no presentar coherencia frente a los registros vecinos. No existe justificación a estas singularidades, su origen puede ser variado, generalmente vienen dados por errores en los equipos de registro, que no son detectados o subsanados. Estos registros erróneos han de ser detectados y filtrados, por lo que se pueden tomar dos estrategias:

- Corrección mediante interpolación de datos respecto a los registros vecinos.
- Eliminación de los registros discordantes.

El proceso de normalización se hace necesario porque generalmente no coincide el espaciado temporal de los registros de las variables. El grupo de variables meteorológicas presenta, por lo general, registros cada 15 min y los de consumos de agua de las ETAPs, que presentan registros cada 10, 15, 30 ó 60 min., por lo que se hace necesaria la normalización de los registros, para que puedan ser comparables y computables.

Para la normalización se toma un intervalo múltiplo de ambos tiempos de registro lo suficientemente significativo. Como norma se puede tomar 60 min, puesto que predicciones en intervalos de tiempo inferiores no tienen utilidad ni relevancia.

La normalización se lleva a cabo mediante distintos métodos, dependiendo de la naturaleza y formato de los datos.

Los datos meteorológicos generalmente vienen registrados en valores instantáneos, y su naturaleza es por lo general de tipo continua y escalar, salvo la precipitación que es tipo continua y acumulativa.

6.1.5.1 Normalización de variables de tipo escalar y continua

La aplicación de las variables de tipo escalar y continua es prácticamente directa, la normalización en un determinado intervalo consiste en realizar la media aritmética de los registros dentro del intervalo considerado, de sus valores instantáneos, según la ecuación (6.1).

$$x_t = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (6.1)$$

Donde:

- x_t - Es el valor medio de la variable en el intervalo.
- X_i - Representa cada uno de los valores registrados en el intervalo.
- n - Número de muestras en el intervalo considerado.

Son variables instantáneas:

- Temperatura.
- Humedad.
- Velocidad del viento.
- Radiación solar.
- Presión.

6.1.5.2 Normalización de variables de tipo acumulativo y continuo

Generalmente las variables de la ETAP, son registrados por totalizadores, por lo que para obtener los valores promediados diferenciales a partir de los acumulativos hay que restar a cada dato registrado el anterior, o aplicando un retraso de “ n ” muestras, para obtener los valores de los intervalos que se buscan, según la ecuación (6.2).

$$x_t = X_i - X_{i-n} \quad (6.2)$$

Donde:

- x_t - Es el valor de la variable en el intervalo.
- X_i - Representa el valor instantáneo registrado.
- X_{i-1} - Representa el valor instantáneo registrado en el intervalo anterior.

Son variables de naturaleza acumulativa:

- El consumo de agua.
- La captación de agua.
- La energía generada.
- Precipitación (Variable meteorológica).

6.1.5.3 Normalización de variables de tipo escalar instantáneo

La naturaleza de alguna de las variables de la ETAP es de tipo escalar e instantáneo, lo que quiere decir que su valor en un intervalo determinado es igual a la suma de los intervalos intermedios y para su normalización se realiza el sumatorio de sus valores dentro del intervalo de considerado, según la ecuación (6.3)

$$x_t = \sum_{i=1}^n X_i \quad (6.3)$$

Donde:

- x_t - Es el valor medio de la variable en el intervalo.
- X_i - Representa cada uno de los valores registrados en el intervalo.
- n - Número de muestras en el intervalo considerado.

6.1.5.4 Filtrado y sincronización

La existencia de discontinuidades en los datos, debidas a diferentes causas, como, por ejemplo, a los equipos de medida, a averías en las conducciones, a pérdida accidental de los datos, y a singularidades internas o externas de la instalación sometida a estudio, obliga a filtrar los datos de los registros, con el objetivo de suministrar datos lo más precisos posible al modelo predictivo.

Las discontinuidades más preocupantes y difíciles de detectar son la de registros anormales o atípicos, que hay que buscar para corregir o bien eliminar de entre miles de registros válidos. Este proceso se denomina filtrado.

Para el filtrado se recurre al campo de la estadística, concretamente a la teoría de errores que se remonta a los trabajos de Thomas Simpson hacia 1755, con la aplicación de la teoría de la discusión de errores de observación a problemas reales. Los trabajos de Thomas Simpson incluyen el axioma de que *“errores positivos y negativos son igualmente probables y que hay unos ciertos límites asignables dentro de los cuales se encuentran todos los errores”*, además se describen errores continuos y la curva de probabilidad, que marca el grado de certidumbre del registro de la variable.

Tras el filtrado se unen ambas series de datos (la de variables climáticas y la de variables de la ETAP) en tuplas de longitud n que engloban todos los registros sometidos a estudio, proceso que se denomina sincronización.

Por un lado están las tablas de datos meteorológicos y por otro las tablas de consumo de agua de la ETAP, introduciendo el concepto de tablas, típicas en la nomenclatura de las bases de datos.

Antes de proceder con la sincronización se debe asegurar la correspondencia temporal de los datos en las dos tablas, ya que si no existe dicha correspondencia, no tiene sentido la sincronización, y se procederá eliminando aquellos registros que no tienen correspondencia en el otro grupo de datos, y creando una identidad entre ambas tablas.

La sincronización se puede representar con la siguiente definición formal, según la ecuación (6.4) de identidad para dos n -tuplas:

$$(a_1, a_2, \dots, a_n)_t = (b_1, b_2, \dots, b_n)_t \quad (6.4)$$

Para todo “ t ” correlativo en ambas tablas.

Sin embargo, la forma de conformar tuplas más interesante para su utilización en sistemas numéricos es mediante asociación biyectiva, según la ecuación (6.5) entre los elementos de dos tablas. Los pares o tuplas ordenadas, se construyen ligando los elementos o vector de elementos en el intervalo “ t ” del conjunto A, al elemento, conjunto o vector de elementos del mismo intervalo “ t ” del conjunto B.

$$|X| = |Y| \quad \forall x \in X : \exists y \in Y \quad (6.5)$$

Forma canónica general de la asociación biyectiva de conjuntos.

Las tuplas quedan almacenadas en una única base de datos, subdivididas en dos tablas interdependientes relacionadas entre sí mediante tablas relacionales con correspondencia biunívoca, utilizando la base teórica de las bases de datos relacionales.

Esta tarea se realiza a través de software especializado en el manejo de datos, con un alto nivel de manipulación de tablas y datos, recomendando soportes software con gestión e intérpretes SQL.

6.1.6 Implementación del modelo

Una vez obtenidos, normalizados, filtrados y creadas las tuplas, de los registros de las variables fuente de estudio, se pasa a diseñar el sistema de inferencia Neuro-Fuzzy que implemente el modelo predictivo.

Se ha seleccionado un sistema Neuro-Fuzzy con una red interna de neuronas multicapa, con aprendizaje híbrido (reducción de mínimos cuadrados y backpropagation), ajustada a la predicción de variables a partir de otras variables de comportamiento no lineal.

Mediante una conexión a la base de datos que contiene los registros se accede a las variables atmosféricas y de consumo de agua de la ETAP, ya relacionada en tuplas, para ser cargadas en memoria. Dado el elevado número de registros el uso de memoria es considerable, sobre todo en las primeras fases del entrenamiento de las redes ya que se cargan todas las variables disponibles.

La base de datos de entradas y salida se divide básicamente en dos bloques. Un primer bloque un 60% es utilizado para entrenar el sistema, mientras que el segundo bloque un 20% es utilizado para validar los resultados, y el último 20% se utiliza para probar y evaluar el error.

Las variables de entrada se pueden observar en la tabla 6.1, junto con sus unidades características:

Variable	Descripción	Unidades
Fecha	Fecha (dd/mm/aaaa)	Fecha
Hora	Hora (hh:mm)	Hora
Diasemana	Día de la semana en formato número 1 a 7	Entero
TMin	Temperatura Mínima ultima hora	°C
TMed	Temperatura Media ultima hora	°C
TMax	Temperatura Máxima ultima hora	°C
VMed	Velocidad Media del viento	Km/h o m/s
VMax	Velocidad Máxima del viento	Km/h o m/s
Humedad_Rel	Humedad Relativa	%
Precipitación	Precipitación de lluvia	mm
RadMed	Radiación Media	W/m ²
RadMax	Radiación Máxima	W/m ²
Presión	Presión Atmosférica	mb

Tabla 6.1: Variables meteorológicas de entrada.

La variable de salida es representada por el consumo de agua, se pueden observar en la tabla 6.2.

Variable	Descripción	Valor
Salida Total	Consumo de agua, registrada en la salida de la ETAP.	l/seg

Tabla 6.2: Variables de salida del proceso

Inicialmente se implementan los modelos con todas las variables meteorológicas de entrada recogidas en la tabla 6.1, Se pospone la selección de las mismas para su uso en el modelo hasta observar su

relevancia. Con ello se busca un buen desempeño, intentando reducir el coste computacional, la fiabilidad del sistema y sobre todo la minimización del error en las estimaciones.

Para los modelos Neuro-difusos, se implementan modelos ANFIS tipo Sugeno (Adaptive Neuro-Fuzzy training of Sugeno-type Inference System), el cual se basa en una serie de entradas y salida, un conjunto de reglas IF-THEN y un sistema de inferencia difuso estructurado en capas, tal como muestra la figura 6.1.

En la primera capa, cada nodo tiene una función de pertenencia (en forma de campana Gaussiana). En la segunda capa se realizan los productos cruzados de las funciones de pertenencia. En la tercera capa se calcula el factor de disparo de cada una de las reglas. La capa 4 aplica los parámetros consecuentes sobre las entradas y le aplica el factor de ponderación de la regla computado en la capa anterior. En la quinta y última capa se hace la agregación, figura 6.1.

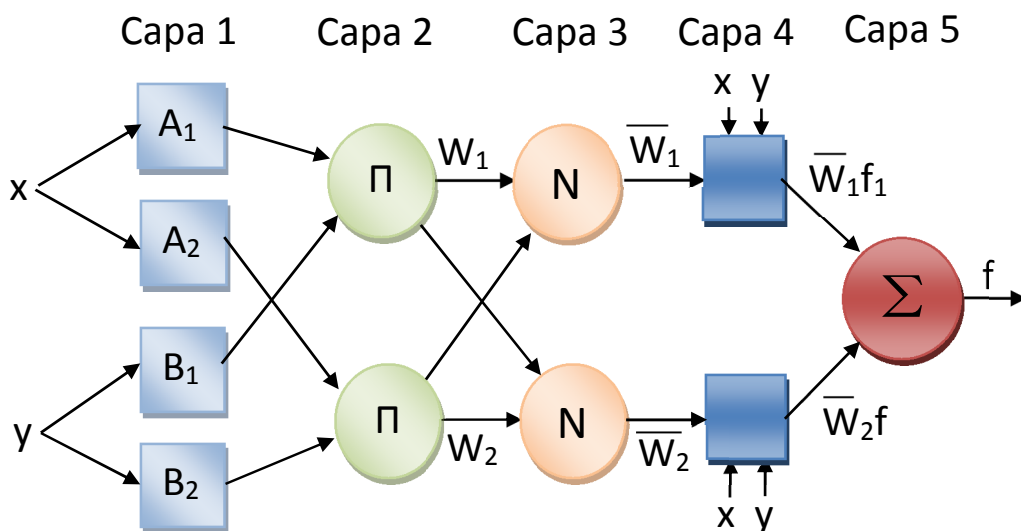


Figura 6.1: Esquema interno genérico del modelo, estructura de capas.

La estructura general de un sistema de inferencia fuzzy se muestra en la figura 6.2 La ventaja del modelo TSK se centra en que realiza directamente la “defuzzification” en las dos últimas capas.

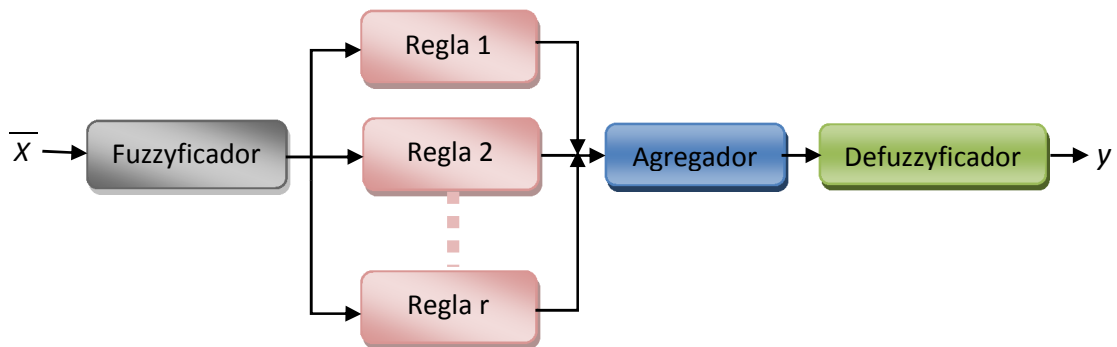


Figura 6.2: Estructura de un sistema de inferencia difusa.

Se ha seleccionado un agrupamiento (clusterizado) substractivo [43], que es una técnica que calcula los centros geométricos de los grupos en un conjunto de datos. Se asume que cada dato es un centro de grupo en potencia, y se le asigna un potencial basado en la densidad de puntos que le rodean. Este algoritmo, selecciona los centros (dato) con mayor potencial como centros de grupo principales, y desestima el potencial de los puntos de datos colindantes pertenecientes al mismo cluster (grupo).

El algoritmo selecciona el dato con el mayor potencial subyacente como siguiente centro de grupo y desestima los potenciales de los datos en su zona de influencia, y así sucesivamente.

El ciclo de clusterizado es iterativo y termina cuando el potencial de todos los puntos cae por debajo de un determinado umbral, si este es alcanzable. El algoritmo substractivo necesita cuatro parámetros:

- El valor del radio que define la influencia (o vecindad de los puntos).
- El valor del radio que define la zona de reducción de potencial una vez se ha escogido el centro.
- Un factor que representa el umbral de aceptación como centro, es decir, se toman aquellos posibles centros cuyo potencial es mayor que el preseleccionado multiplicado por un factor.
- El umbral de rechazo como centro de un dato.

En el modelo se toman constantes los valores de umbral de aceptación y de rechazo, con valores de 0'5 y 0'15 respectivamente, en base a pruebas realizadas con el modelo propuesto atendiendo a la distribución de los agrupamientos.

Se varia el radio de influencia, con valores entre 0 y 2, haciendo que el radio que define la reducción de potencial fuera 1'25 veces mayor que el radio de influencia, con el objetivo de garantizar un factor de convergencia alto.

El modelo ha sido evaluado contemplando distintos escenarios. En un escenario inicial se toma la base de datos completa, con todas las variables meteorológicas, para evaluar las más relevantes en el proceso y desestimar aquellas que no influyen en las predicciones, o su importancia no es relevante. La relevancia de las variables se determina a través de la evaluación de los errores en las predicciones y las funciones de pertenencia calculadas para cada una de las variables.

Para la evaluación de los modelos en el proceso de optimización se ha usado la raíz del error cuadrático medio, RMSE, ecuación (6.6), donde E_t representa el error de predicción (diferencia entre el valor estimado y el real) para el instante t , y N representa el número total de casos.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N E_t^2} \quad (6.6)$$

Por otro lado, para comprobar la adecuación del modelo final obtenido y comprobar los resultados obtenidos con los datos reales, también se calcula el error absoluto porcentual medio, MAPE, ecuación (6.7), donde Y_t representa el valor real (demanda media de agua) en el instante t .

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{E_t}{Y_t} \right| \quad (6.7)$$

El modelo de predicción se implementa y procesa en Matlab, haciendo uso de las funciones de la Fuzzy Toolbox, accediendo a los registros de datos a través de una conexión ODBC.

6.1.7 Resultados

Inicialmente sin hacer ningún tipo de discriminación se evalúa el modelo con todas las variables y posteriormente evaluamos la importancia de cada una de ellas. Obteniendo resultados que arrojan información sobre su relevancia en el modelo, mostrados en la tabla 6.3. Se han utilizado los datos de Test, reservados para comprobar el desempeño del sistema de predicción.

Variable de entrada	rango de influencia	Reglas	RMSE l/seg
Día de la semana, Hora, Fecha, TMed, Rad Solar, Presión, precipitación.	0'1	150	125
Día de la semana, Hora, Fecha, TMed, Rad Solar, precipitación.	0'2	116	90
Hora, Fecha, TMed, Rad Solar, Presión.	0'3	66	75
Hora, TMax, Presión, Precipitación.	0'3	15	70
Hora, TMax, Humedad rel, Velocidad del viento med.	0'3	6	~60

Tabla 6.3 : Evaluación de variables meteorológicas.

La tabla 6.3, muestra la evolución en distintos escenarios de la convergencia representada por el radio de influencia, el número de reglas y el error RMSE.

De tal forma que, aumentando el radio de influencia se reduce la carga computacional, se simplifica la red y el número de reglas, y también la precisión en las predicciones.

Las variables no representativas se eliminan en primera instancia a través de la evaluación de las funciones de pertenencia, desestimando aquellas que no son relevantes en el modelo, reduciendo el conjunto de variables a las más representativas:

- Día de la semana: necesaria en la selección de la muestra.
- Hora: necesaria en el peso de la muestras.
- TMax: temperatura máxima, relevante en el consumo de agua.
- Humedad rel: humedad relativa, relevante en el consumo de agua.

- Velocidad del viento med: velocidad del viento media para cada periodo, relevante en el consumo de agua.

Posteriormente se considera un segundo escenario que discrimina entre los diferentes días de la semana, donde se aprecia una variación sistemática y una tendencia recurrente entre los días laborales y los días festivos. La tabla 6.4 muestra el número de reglas y los diferentes errores para cada uno de los escenarios y se pueden ver el estudio de los distintos perfiles de consumo.

Se considera festivo, todos aquellos días en que la población sometida a estudio no realiza sus rutinas habituales, un número indeterminado de empresas detienen su actividad. Los días festivos son seleccionados individualmente, según una tabla confeccionada con el calendario laboral de la zona de estudio.

Días Semana	Nº reglas	MAPE %	RMSE l/seg
Lunes, martes, miércoles, jueves y viernes (diasemana = 1, 2, 3, 4 y 5)	6	1'2%	56'8
Sábado, domingo y festivos. (diasemana = 6 y 7 y otros)	6	1'6%	52'3

Tabla 6.4: variables de entrada del proceso.

A la vista de esta desviación, se opta por estimar días laborales por un lado, y fines de semana y festivos por otro, obteniendo sistemas neuro-fuzzy más especializados con un menor coste computacional.

El criterio para tomar esta decisión es obtener un balance entre coste computacional y un error RMSE lo más reducido posible, permitiendo compactar y estandarizar los modelos de predicción. Esta decisión hace más especializados los modelos predictivos y más precisos.

Una vez, separados los días de la semana, la variable *Día de la semana* ya no tiene representatividad en el modelo, así que se desestima en el modelo Neuro-Fuzzy.

Para el escenario de días laborales, se plantea un modelo Neuro-Fuzzy con una red interna de neuronas multicapa, con aprendizaje híbrido, de

comportamiento no lineal, como el mostrado en la figura 6.3, y sus funciones de pertenencia en la figura 6.4.

Por tanto el set de variables que formarán parte del sistema predictivo Neuro-Fuzzy se puede observar en la tabla 6.5:

Variable	Descripción
Hora	Necesaria en el peso de la muestras.
TMax	Temperatura máxima, relevante en el consumo de agua.
Humedad rel.	Humedad relativa, relevante en el consumo de agua.
Velocidad del viento med.	Velocidad del viento media para cada periodo, relevante en el consumo de agua.

Tabla 6.5: Variables del sistema predictivo Neuro-Fuzzy.

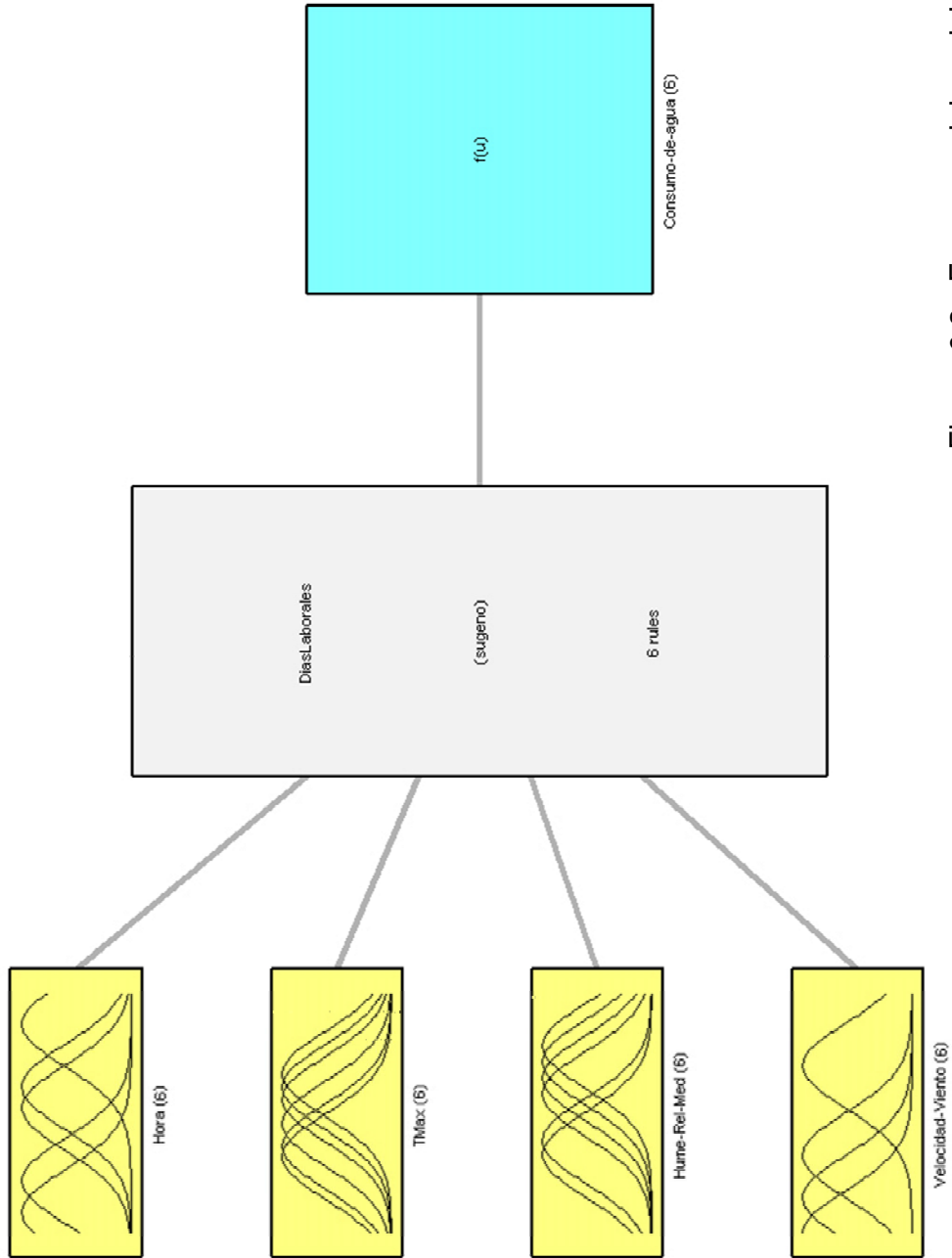


Figura 6.3 : Esquema del modelo días laborales.

System DíasLaborales: 4 inputs, 1 outputs, 6 rules

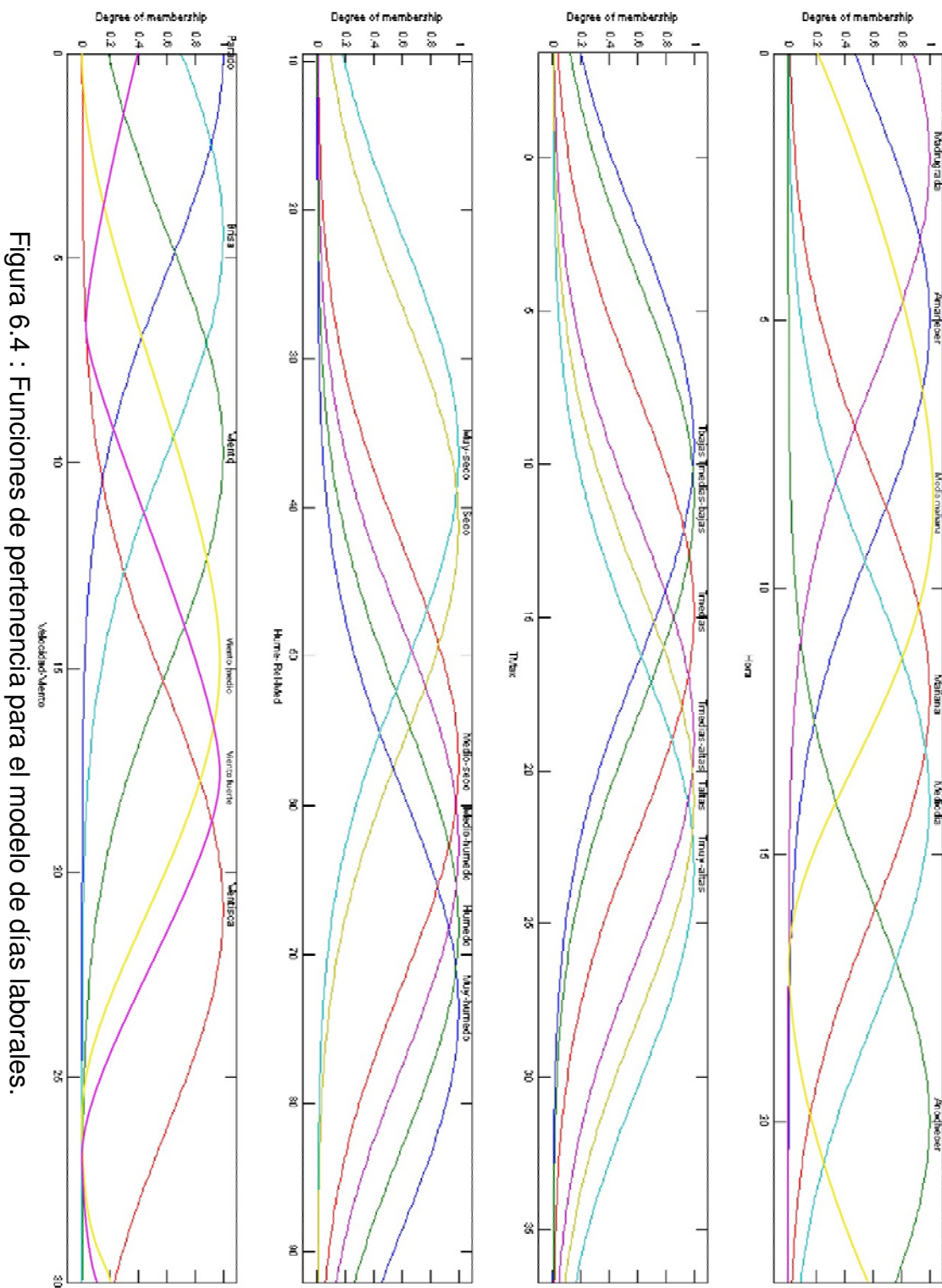


Figura 6.4 : Funciones de pertenencia para el modelo de días laborales.

El resumen de los datos de la tabla 6.3, puede ser consultado en la tabla 6.6, se puede consultar el número de reglas de cada variable, y los radios de los centros con su radio de influencia.

Variable de entrada	rango de influencia	Reglas	RMSE l/seg
Hora (h)	0'3	6	56'8
TMax (°C)	0'2	6	
Humedad relativa (%)	0'3	6	
Velocidad del viento media (m/s ²)	0'5	6	

Tabla 6.6: Definición de las funciones de pertenencia escenario días laborales.

Lo que proporciona un error medio porcentual respecto del consumo de agua en cada periodo NRMSE del 6'81%, y un MAPE medio diario del 1'2%, lo que mejora las predicciones de estudios anteriores.

En las figuras 6.5 y 6.6 se puede apreciar el valor de las predicciones, frente a los valores reales de consumo. Se puede apreciar en las figuras que las muestras y las predicciones están agrupadas para todas las estimaciones entorno a la línea de error=0, verificando la fiabilidad del modelo. En la figura 6.5 se representa para los días laborales y en la figura 6.6 para fines de semana y festivos.

Se puede observar el grado de acierto en la predicción, tomando al azar el consumo de agua para una serie de días cualquiera y comprobar la bonanza del modelo. Las figuras 6.7 y 6.8 muestran la simulación para días laborales, y las figuras 6.11 y 6.12 para los fines de semana y festivos.

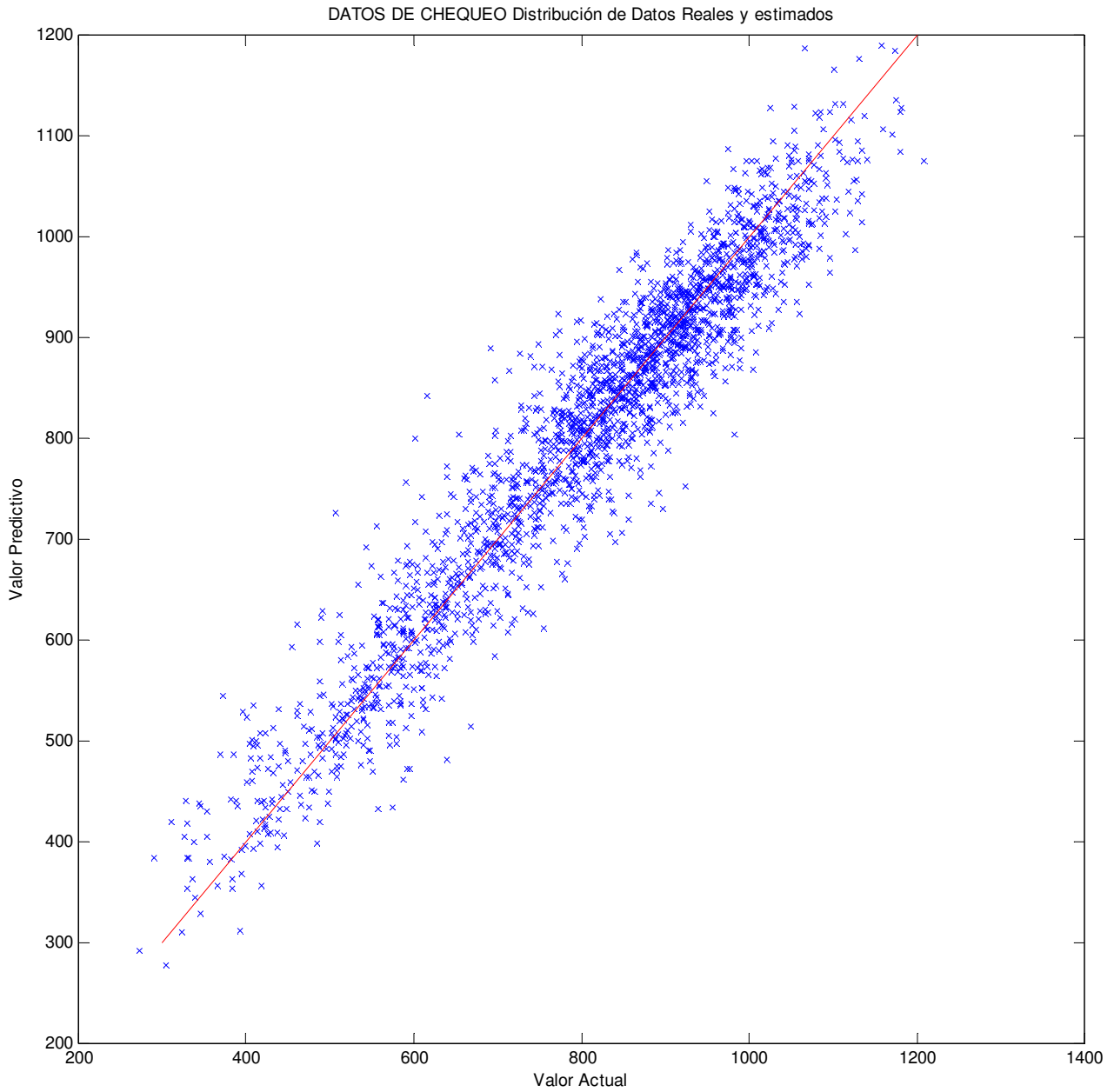


Figura 6.5: Representación de las estimaciones frente a los valores reales, días laborales.

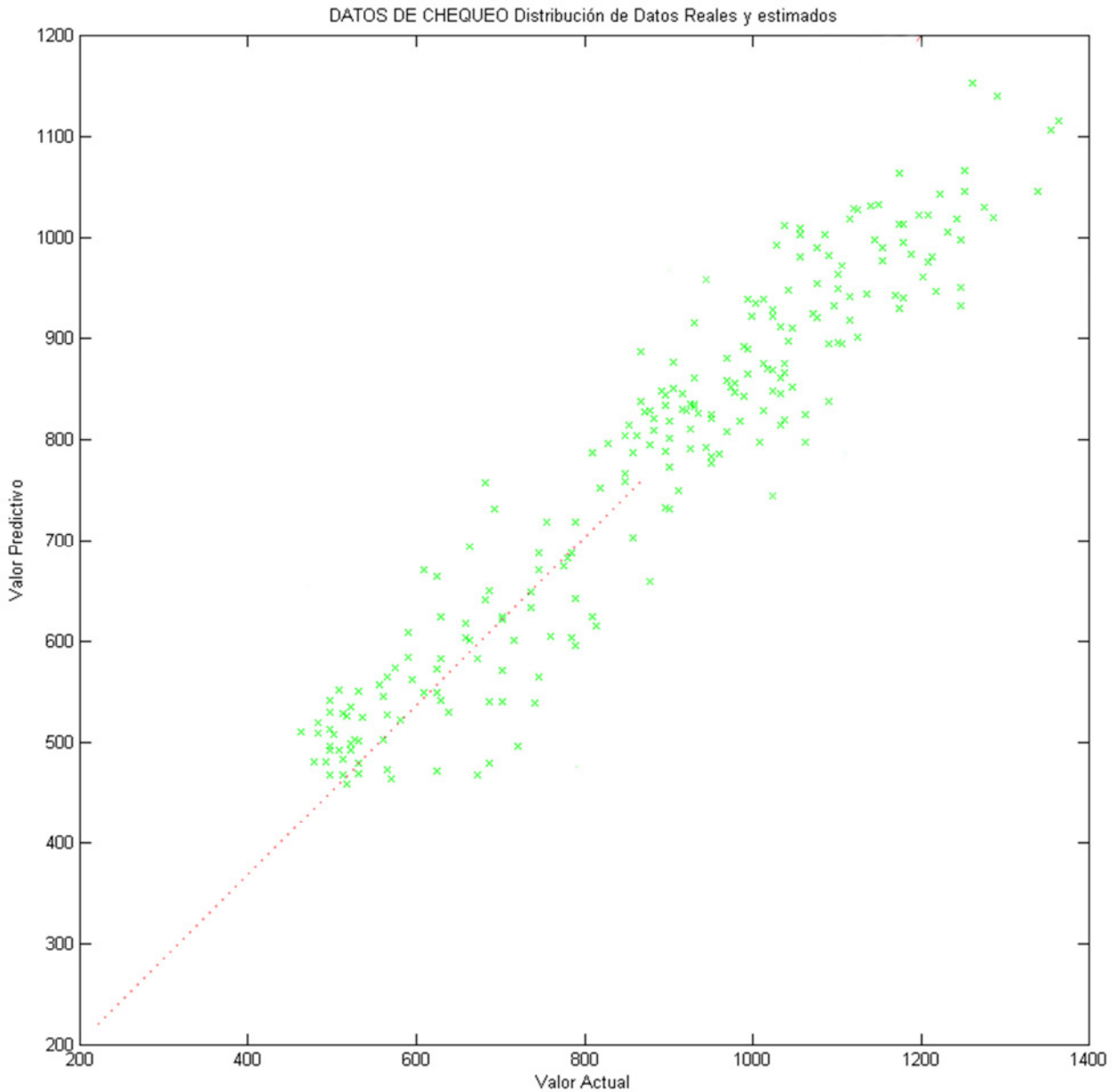
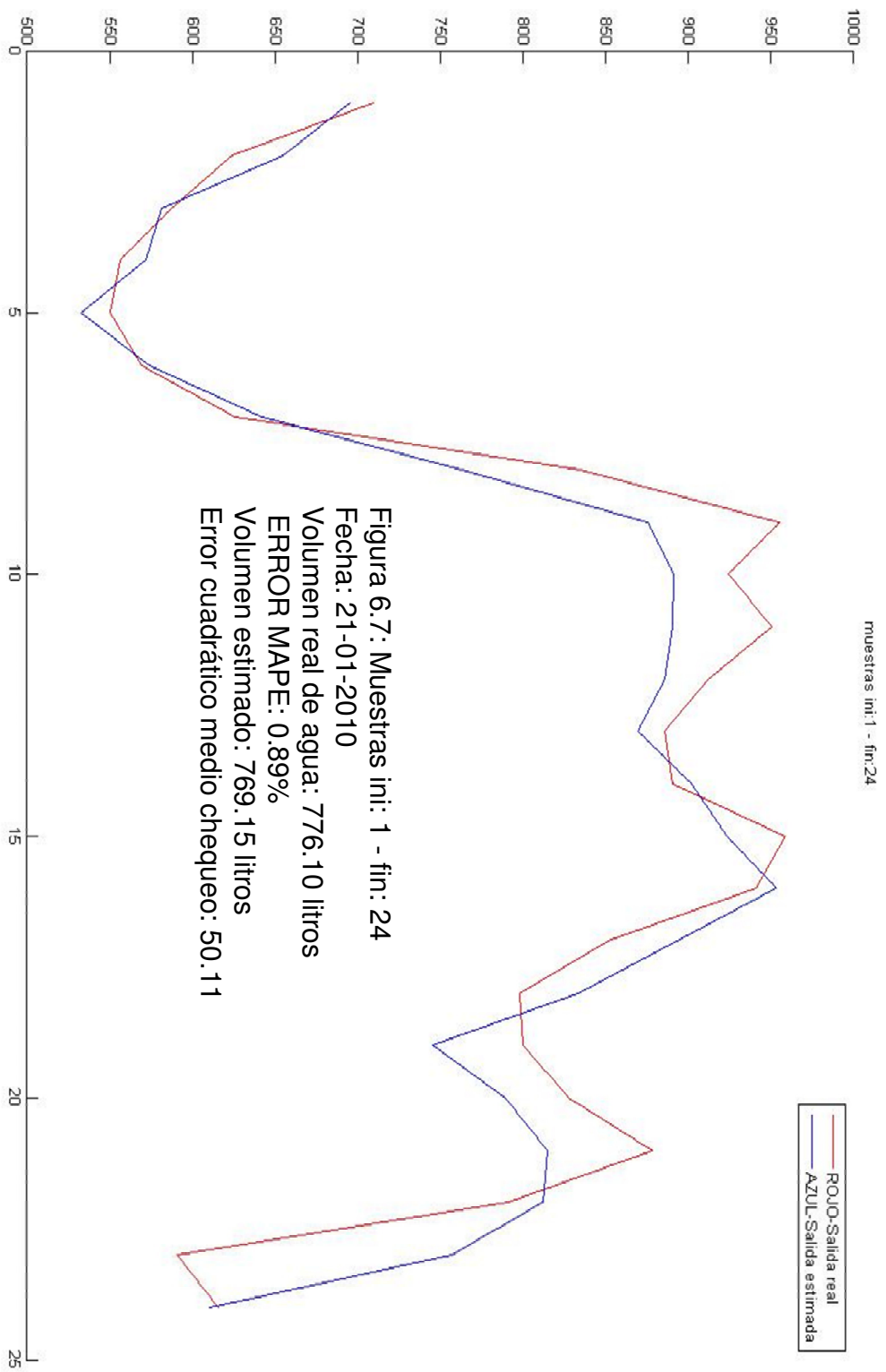
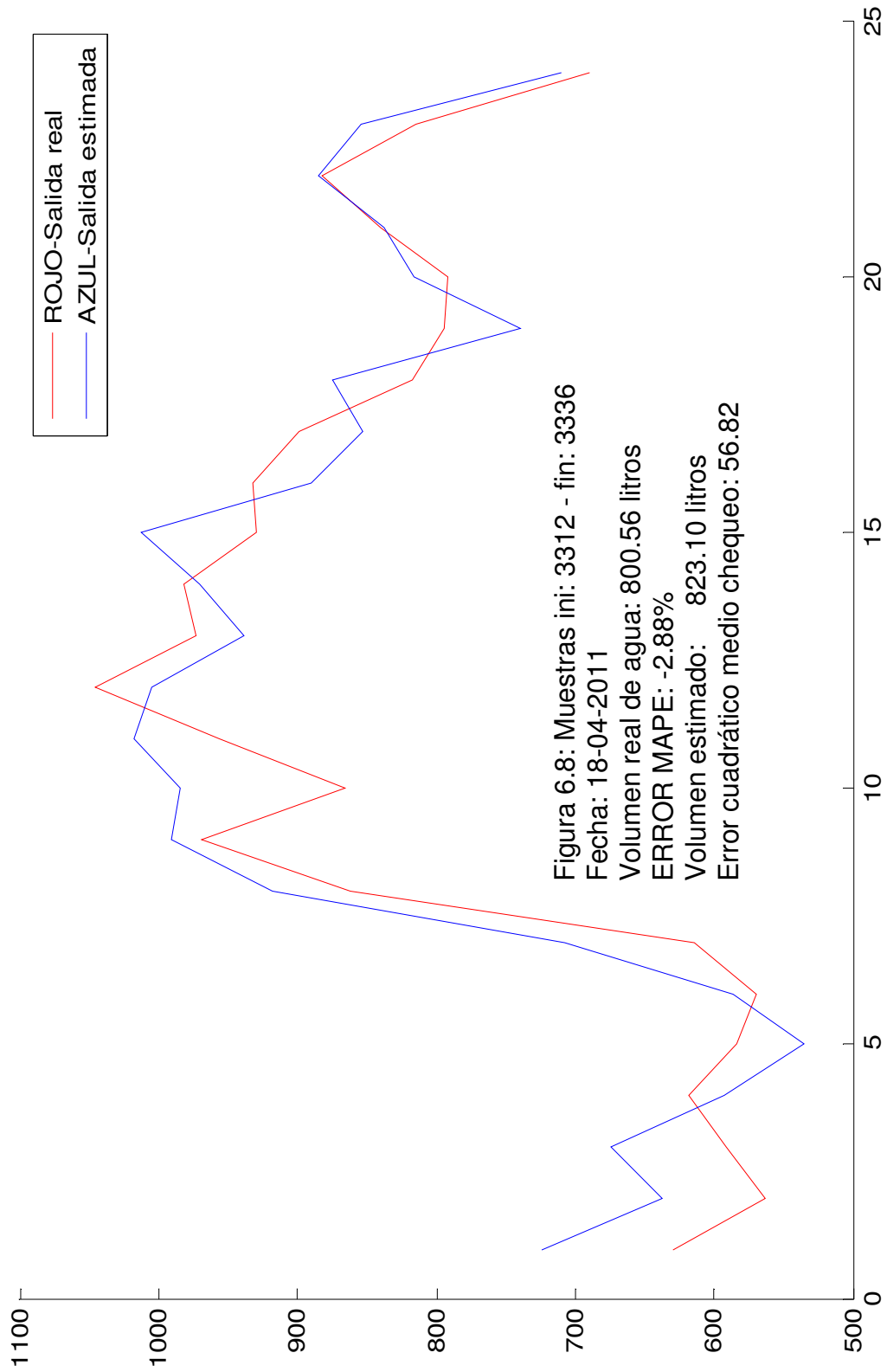


Figura 6.6: Representación de las estimaciones frente a valores reales, fines de semana y festivos.

En las simulaciones de las figuras 6.7, 6.8, 6.11 y 6.12 se representan las curvas de consumo real en azul y las estimadas por el modelo Neuro-Fuzzy en rojo, junto con los errores RMSE y MAPE para las muestras evaluadas, que ofrecen otra perspectiva del grado de certidumbre de los modelos propuestos.





Para el escenario de fines de semana y festivos, se genera un modelo Neuro-Fuzzy el cual puede ser observado en la figura 6.9, y sus funciones de pertenencia en la figura 6.10.

El resumen de los datos de la figura 6.9, puede ser consultado en la tabla 6.7, se puede consultar el número de reglas de cada variable, y los radios de los centros con su radio de influencia.

Variable de entrada	rango de influencia	Reglas	RMSE l/seg
Hora (h)	0'3	6	52'3
Temperatura Max (°C)	0'2	6	
Humedad relativa (%)	0'3	6	
Velocidad del viento media (m/s ²)	0'3	6	

Tabla 6.7: Clasificación de las funciones de pertinencia escenario días festivos.

Lo que proporciona un error medio porcentual respecto del consumo de agua en cada periodo RMSE del 6'31%, y un MAPE medio diario del 1'58%.

En la figura 6.9 se puede apreciar el esquema del modelo, y en la figura 6.10 las funciones de pertenencia del modelo entrenado.

Tal y como se puede apreciar en las figuras 6.11 y 6.12 la variación de las predicciones, frente a los valores reales de consumo.

Quedando las muestras y las predicciones agrupadas para todas las estimaciones entorno a la línea de error=0, de forma análoga al comportamiento, ya estudiado, en el caso anterior de días laborales.

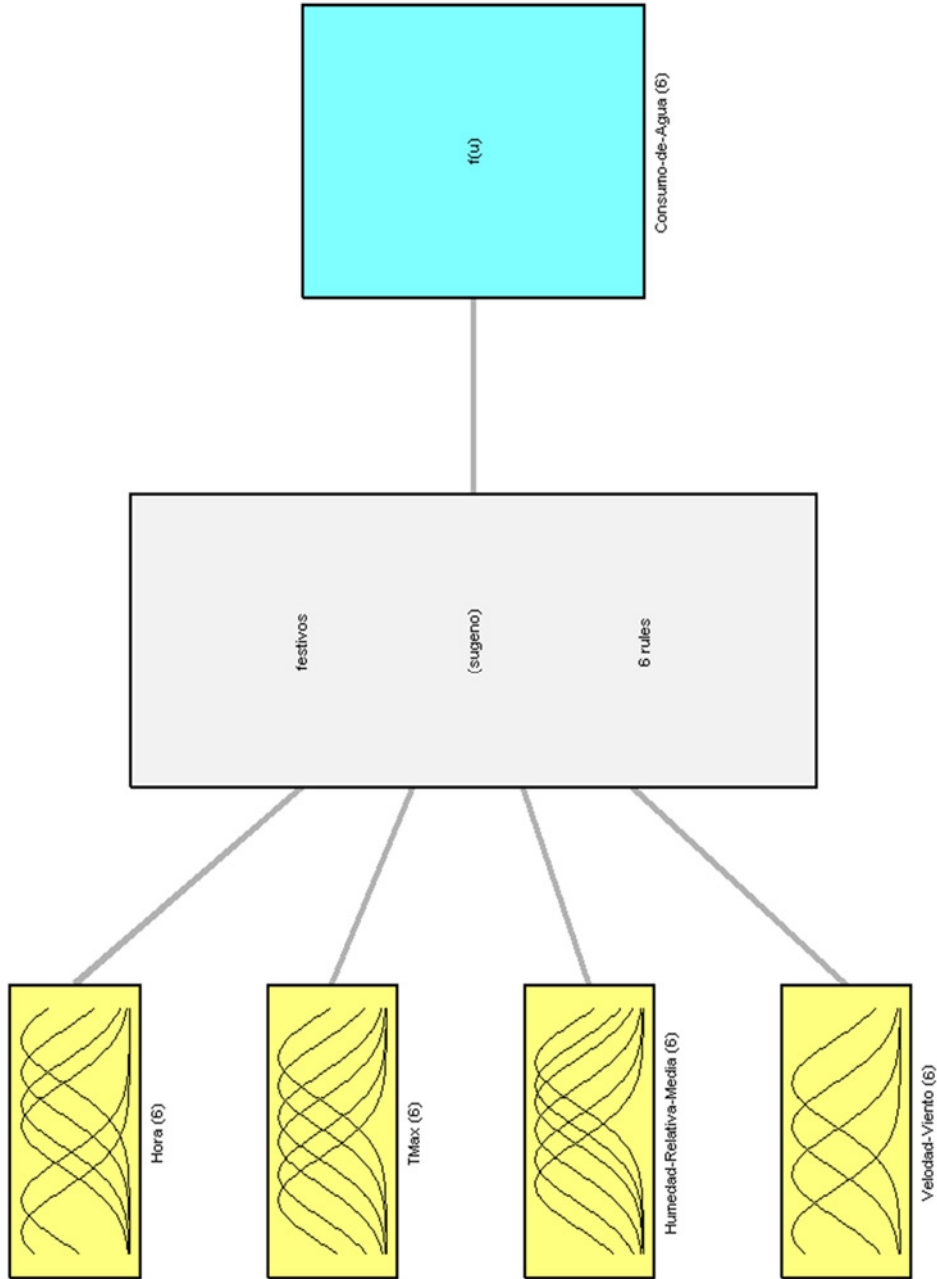


Figura 6.9: Esquema del modelo, días festivos.

System festivos: 4 inputs, 1 outputs, 6 rules

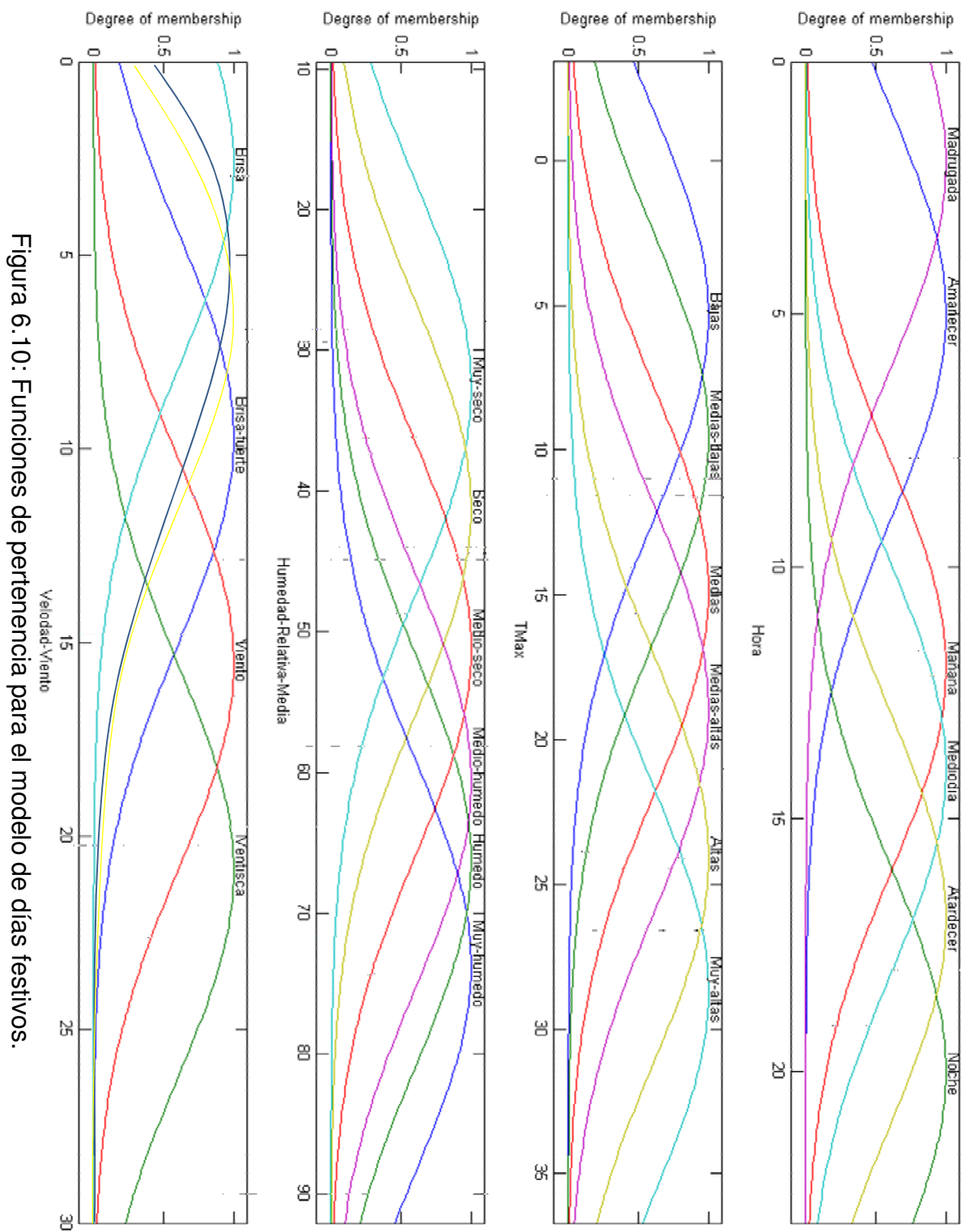
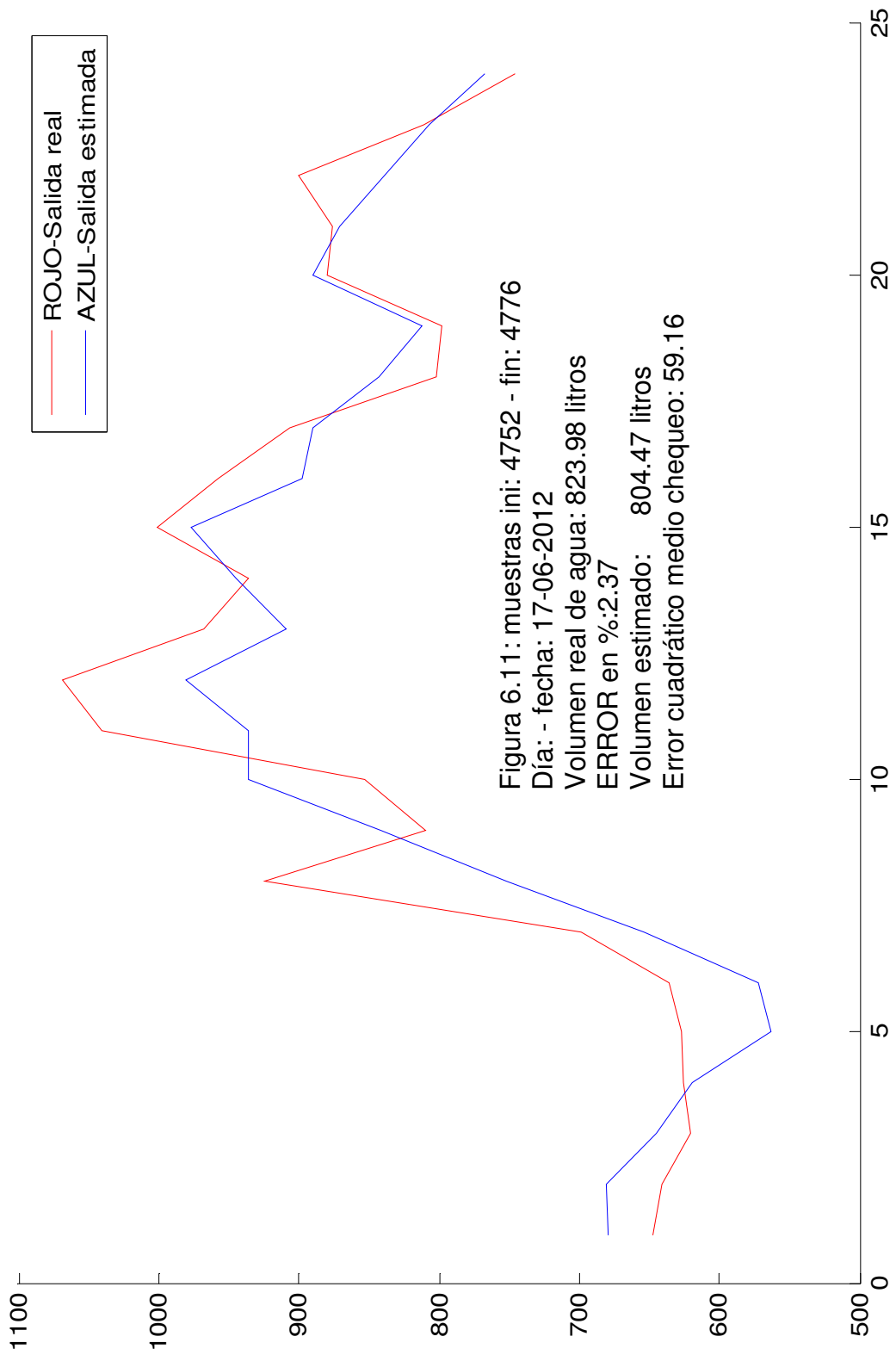
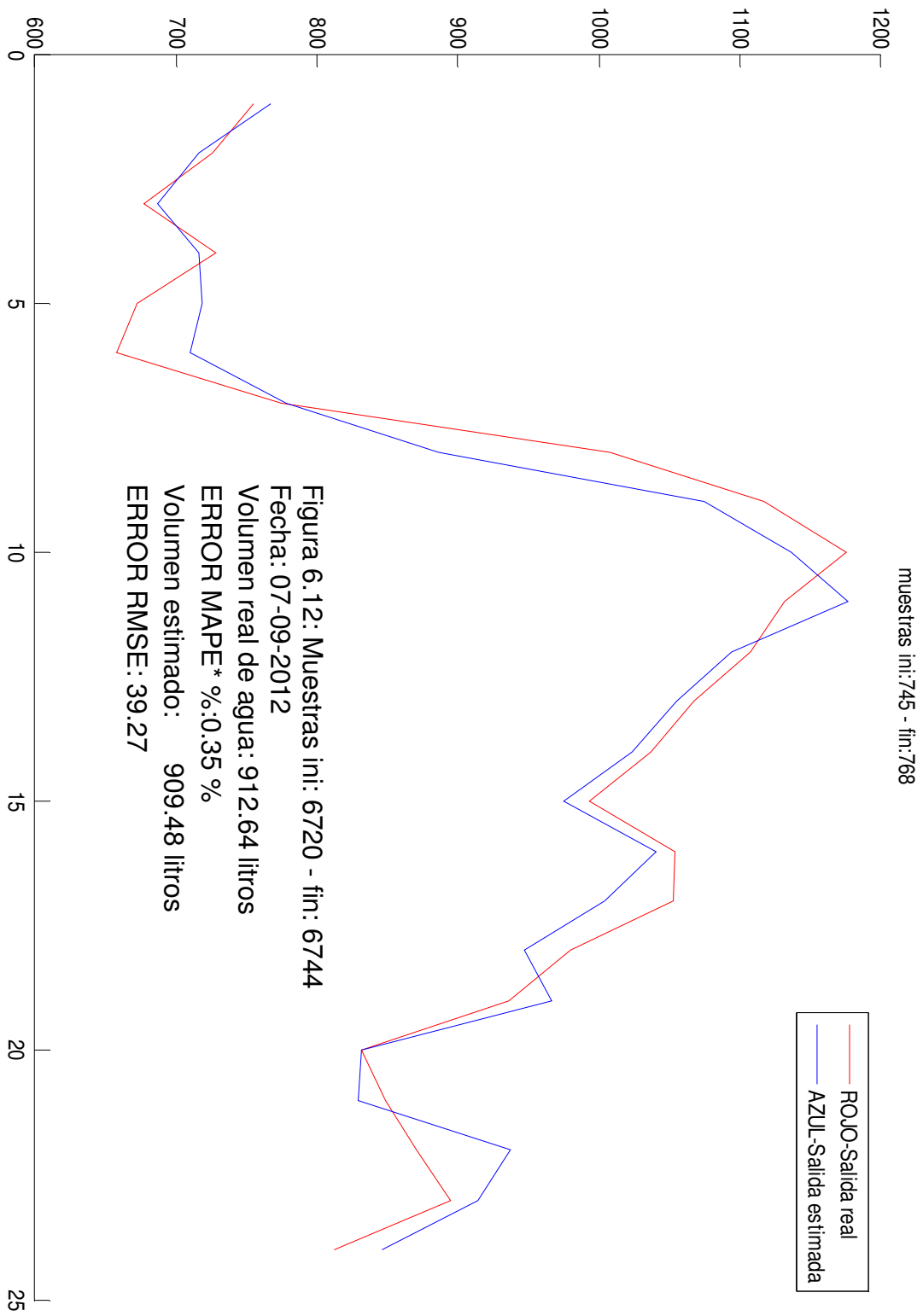


Figura 6.10: Funciones de pertenencia para el modelo de días festivos.





6.2 Establecimiento de las variables de captación y conducción

El establecimiento de las variables de captación (2º Objetivo), representa un hándicap complejo, hay poca accesibilidad a esta información y en ciertas ocasiones está muy desperdigada. En definitiva se trata de fijar la cantidad de agua que se puede captar del río, sin que el caudal ecológico, cesiones u otros usos se vean afectados. Para ello, se ha de estudiar el cauce del río y sus particularidades, lo que ayudara a comprender mejor el problema.

La conducción presenta variables más accesibles, que normalmente forman parte del proyecto de la propia ETAP, aunque cuando la conducción es muy larga y su trazado es complejo, resulta muy complicado fijar las pérdidas de carga de la misma con precisión.

A continuación, se analizan los factores y variables descriptivas del sistema de captación y conducción de forma más explícita.

6.2.1 Estudio del río y su cuenca

El estudio del río, se convierte en un factor clave a la hora de acometer la optimización de la generación de energía eléctrica, ya que por norma general es la principal fuente de agua. En este estudio existen varios factores a tener en cuenta, como son:

- **Las características estacionales de la cuenca.** El estudio de los histogramas de las características hídricas a lo largo del año, permite conocer de antemano con cierta precisión las características del río en cada estación climática.
- **Caudales a lo largo de varios periodos hidrológicos.** Su estudio permitirá estimar la cantidad de agua disponible a lo largo del periodo hidrológico. Estos datos pueden ser consultados en las confederaciones hidrográficas, y suelen ser accesibles a través de internet.
- **Elementos reguladores del caudal.** La función de estos elementos es regular y estabilizar el caudal de la cuenca. Su existencia prácticamente asegura un caudal mínimo medio a lo largo del año, y que pueden ser:
 - Pantanos.
 - Embalses.
 - Canales.
 - Trasmases.

- **Los usos, cesiones y derechos sobre el agua.** Existen en todas las cuencas caudalosas, y no son de fácil consulta. Pueden clasificarse a su vez como:
 - Derechos históricos adquiridos.
 - Abastecimiento a poblaciones.
 - Industrias relacionadas directa o indirectamente con el agua (Piscifactorías, procesos industriales, explotaciones agrícolas intensivas, etc.).
 - Centrales Hidroeléctricas.
- **Las zonas regadas por la cuenca.** Estas zonas cuentan con derechos sobre el agua, generalmente de índole estacional (concentrada en los meses estivales).
- **Caudal ecológico de la cuenca.** Es el caudal destinado al mantenimiento de la fauna y flora de la cuenca, y es fijado para cada cuenca en función de sus características únicas.
- **Directivas marco europeas.** Directivas en materias mediohídricas y medioambientales, que afecten directa o indirectamente a la cuenca.
- **Otras.** Todas aquellas características particulares de la cuenca que afectan al caudal del río.

Es necesario conocer y cuantificar estos factores, ya que pueden limitar la cantidad de agua disponible, teniendo en cuenta que el consumo humano es preferente respecto a otros usos.

Aunque el consumo humano de agua es prioritario, la generación de energía no lo es, y la prioridad de uso puede decantarse a favor de otras instalaciones productoras existentes en la cuenca de mayor tamaño o de mayor eficiencia.

El conocimiento de estos factores y la precisa medición de los parámetros de la cuenca en el punto de captación, son fundamentales para una gestión eficaz y eficiente de la cuenca y de la captación.

6.2.2 Establecimiento de las variables de la conducción

La conducción presenta características típicas, que han de ser evaluadas independientemente. Es una instalación de gran complejidad logística, y supone una costosa inversión económica. A su vez es determinante en el proceso de optimización, ya que fija el caudal y los puntos óptimos de trabajo de la instalación.

Dentro de los parámetros básicos de la conducción los más relevantes son los enumerados a continuación:

- Longitud.
- Salto bruto.
- Diámetro.
- Material.
- Trazado.
- Elementos de control de la conducción, registros, válvulas, cambios de sección, etc.
- Existencia de cámara de carga.
- Instalaciones auxiliares.

Con todos estos parámetros se puede calcular el salto neto, y con él las pérdidas de carga de la conducción, que representan el rendimiento de la instalación. Las pérdidas de carga están notablemente influenciadas por parámetros como el material de la conducción, la longitud, el trazado o el diámetro.

Para el cálculo de las pérdidas de carga, se determinan las condiciones de contorno de la conducción y se calculan a través métodos clásicos, tales como, Manning, Hazen Williams, Scimemi, Scobey o Darcy-Weisbach o a través de software especializado, por ejemplo, LFlow, Mechanical engineering o MetzerPlas, etc.

El método de Darcy-Weisbach es descrito en la ecuación (6.16), y es uno de los métodos más exactos por su fiabilidad y buenos resultados, a pesar de su complejidad.

No obstante, el método de cálculo debe adaptarse a las características de la conducción. Además cada método presenta particularidades de cálculo que hay que tener en cuenta.

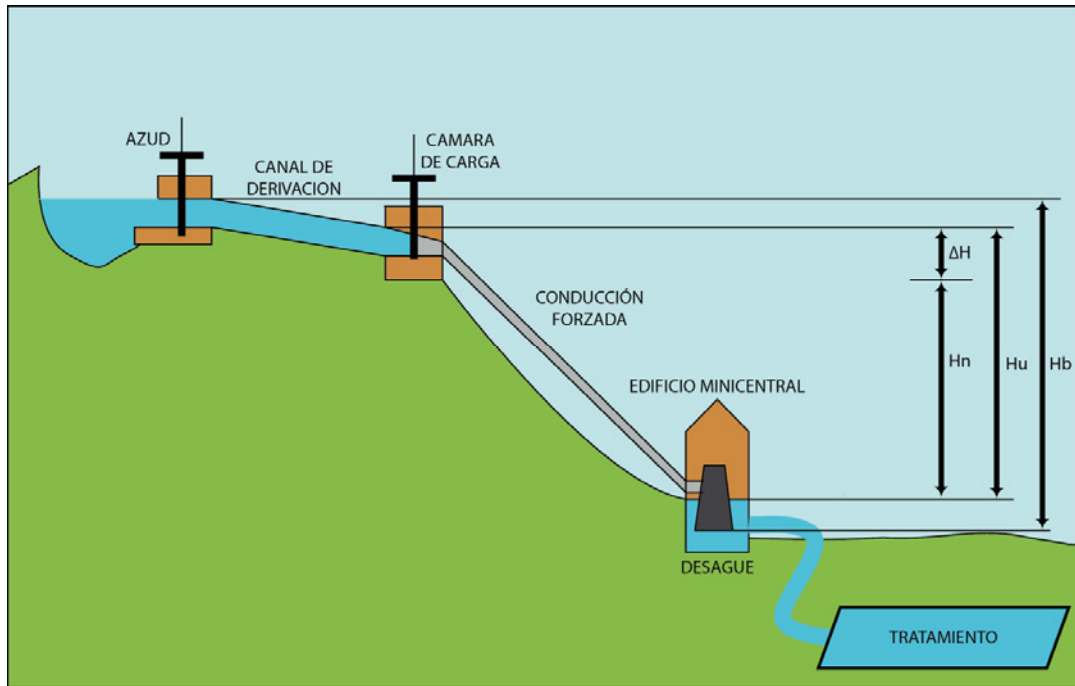


Figura 6.13: Esquema básico de un salto de agua.

En la figura 6.13, puede apreciar todos los elementos típicos de un salto de agua, los cuales son expuestos a continuación:

- Salto bruto (H_b): distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga.
- Salto útil (H_u): distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.
- Salto neto (H_n): Una vez conocido el salto útil se le restan las pérdidas de carga (ΔH), debidas al rozamiento del fluido con las paredes de la conducción, a la viscosidad relativa del fluido, al trazado de la conducción y a las turbulencias, se obtiene el salto neto.

Las pérdidas de carga son generalmente ocasionadas por varios factores, entre los más relevantes cabe destacar:

- Las turbulencias que se desarrollan en la reja de admisión de la tubería de presión.
- Las turbulencias generadas en la superficie de contacto entre el fluido y la conducción.
- Las pérdidas por fricción a lo largo del recorrido del agua que circula por la tubería de presión.
- La viscosidad relativa del fluido, rozamiento producido cuando sus moléculas se desplazan entre sí, su desplazamiento relativo.

- La geometría de la conducción, curvas, empalmes, válvulas, registros, cambios de sección, etc.

Para determinar el salto neto o altura neta (H_n), se representa la energía generada por la ETAP a partir los registros de datos, frente a la energía teórica calculada a partir del caudal de captación para el salto útil (H_u) según la ecuación (6.8), que corresponde a la energía potencial teórica generada por un salto de agua.

$$P = 9'81 \frac{m}{s^2} \cdot Q \cdot h \quad (6.8)$$

Donde:

- P = potencia teórica (kW).
- Q = caudal turbinado (m^3/s) en cada muestra.
- h = altura del salto en (m).

Representando estos datos de forma gráfica para poder evaluarlos, según la figura 6.14, se aprecia que la potencia teórica debida al salto útil es mayor que la potencia generada por la ETAP, tal y como cabría esperar, ya que la conducción produce pérdidas por el propio rozamiento del fluido contra las paredes de la conducción, por la rugosidad de las tuberías y por el trazado de la misma (codos, curvas, válvulas, registros, etc.). Además los registros son los tomados de la ETAP, y correspondientes a la energía eléctrica generada, por lo que también incluyen las pérdidas de los elementos generadores: turbina, acoplamiento mecánico, generador, y transformador.

Tomando a modo de ejemplo los datos de generación de energía eléctrica procedentes de los registros de la ETAP estudiada en el Apéndice A, se representan sus valores en la figura 6.14, junto con la energía potencial teórica máxima que posee el agua debido a su altura y caudal, según la ecuación (6.8), y representada con la leyenda de color rojo --- Potencia teórica kWh $H_u=88m$, y la generada y registrada por los elementos de medida, que es entregada a la red eléctrica, y que en la figura 6.14 aparece representada con la leyenda de color verde --- Energía Aparente Generada kW, además de la energía máxima técnica que puede generar el grupo turbina, acoplamiento, generador y transformador representada en la figura 6.14 por la leyenda de color azul --- Pmax-Mecánica.

Analizando los datos de la figura 6.14 se puede calcular la diferencia media entre la Potencia teórica y Energía aparente generada, lo que arroja el rendimiento del sistema, compuesto por captación, conducción, turbina, transmisión mecánica, generador y transformador. Tomando como referencia el caso práctico del apéndice A, se obtienen los siguientes resultados:

Rendimiento medio del conjunto (Hu=88m) 59'62 %

$$\eta_{TOTAL} = 0'596280827$$

Y por tanto el rendimiento total η_{TOTAL} , quedaría como producto de los rendimientos parciales, ecuación (6.9).

$$\eta_{TOTAL} = \prod_{i=1}^n \eta_i \quad (6.9)$$

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{CONDUCCIÓN} \cdot \eta_{TURBINA} \cdot \eta_{ENLACE MECANICO} \cdot \eta_{GENERADOR} \cdot \eta_{TRANSFORMADOR}$$

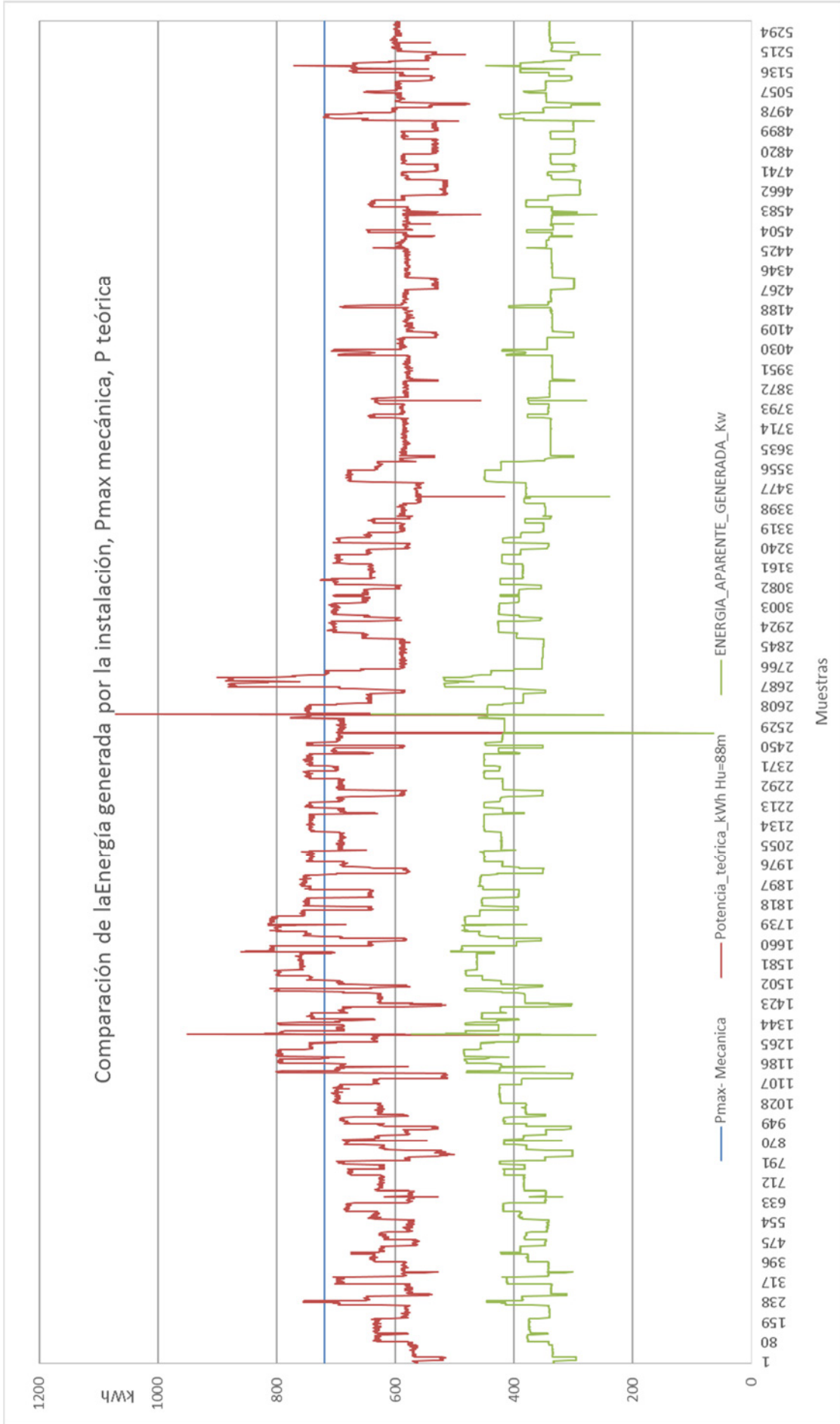


Figura 6.14: Comparación de la Energía generada por la instalación, Pmax mecánica, P teórica debida al salto

La mayoría de los rendimientos de la ecuación (6.9) son conocidos o calculados (consultar el Capítulo **6.3 ESTABLECIMIENTO DE LAS VARIABLES DE LA TURBINA, ENLACE MECÁNICO, GENERADOR Y TRANSFORMADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA**), entre ellos los correspondientes a la turbina, acoplamiento, generador y transformador). El rendimiento de la conducción $\eta_{\text{conducción}}$, no es conocido porque es función del caudal que transporta:

- η_{TOTAL} = variable y dependiente de varios factores como por ejemplo del caudal, la conducción, del tipo de turbina, de los elementos generadores, etc.
- η_{TURBINA} = dependiente del tipo de turbina, la tecnología empleada y del caudal de captación, generalmente este dato es proporcionado por el fabricante, por ejemplo, para una turbina Francis:
 - 0'92 turbinando el 80% del caudal nominal.
 - 0'83 turbinando al 40% del caudal nominal.
 - 0.80 turbinando al 33% del caudal nominal.

No obstante, es recomendable conocer la curva de rendimiento de la turbina para distintos caudales.
- $\eta_{\text{ENLACE MECANICO}}$ = dependiente del modelo de enlace utilizado, como fuente principal se debe acudir al fabricante:
 - 1 para acoplamiento directo.
 - 0'92 a 0.98 para acoplamientos mecánicos con adaptación de velocidad.
- $\eta_{\text{GENERADOR}}$ = relativamente estable entre el 0'9 y el 0'96, este valor depende de los aspectos constructivos, generalmente este dato es facilitado por el fabricante.
- $\eta_{\text{TRANSFORMADOR}}$ = al ser una maquina eléctrica estática el rendimiento es alto, en torno a 0'98, (consultar al fabricante), siempre que se haga trabajar a regímenes nominales.
- $\eta_{\text{CONDUCCIÓN}}$ = Variable e indeterminado, dependiente de numerosos factores, como caudal, estado de la conducción, material, etc.

Despejando de la ecuación (6.9), el $\eta_{\text{conducción}}$, se obtiene el rendimiento de la conducción según la ecuación (6.10). Este cálculo arroja resultados muy diferentes en función de las variables de contorno de cada instalación. Se detalla, a modo de ejemplo, el cálculo para la conducción de la ETAP considerada en el Apéndice A, según la ecuación (6.11).

$$\eta_{\text{CONDUCCIÓN}} = \frac{\eta_{\text{TOTAL}}}{\eta_{\text{TURBINA}} \cdot \eta_{\text{ENLACE MECANICO}} \cdot \eta_{\text{GENERADOR}} \cdot \eta_{\text{TRANSFORMADOR}}} \quad (6.10)$$

$$\eta_{\text{CONDUCCIÓN}} = \frac{0'596280827}{0'80 \cdot 1 \cdot 0'953711 \cdot 0'98} = 0'797476677 \rightarrow 79'74\% \quad (6.11)$$

Por tanto el rendimiento de la conducción es del 79'74%, para un 33% del caudal nominal, y con él ya se puede determinar el salto neto, también llamado salto real, como se puede apreciar en la figura 6.13. Este salto real vendrá dado por la diferencia entre el Salto útil y las pérdidas de carga calculadas según la ecuación (6.10), a través de las ecuaciones (6.12) y (6.14), resueltas para el caso práctico del apéndice A en las ecuaciones (6.13) y (6.15).

$$\Delta H = H_u - H_u \cdot \eta_{\text{CONDUCCIÓN}} \quad (6.12)$$

$$\Delta H = 88m - 88 \cdot 0'797476677 = 17'822m \quad (6.13)$$

$$H_n = H_u - \Delta H \quad (6.14)$$

$$H_n = 88m - 17'822m = 70'178m \quad (6.15)$$

Este cálculo arroja un dato real de funcionamiento de la instalación, obtenido de forma empírica a partir de los registros existentes, pero ¿cuán bueno es este dato respecto al valor calculado por métodos numéricos?. Para responder esta cuestión, se utilizará el método de Darcy-Weisbach, aplicado al caso concreto del Apéndice A, ya que no tendría sentido calcularlo de forma genérica.

Teniendo en cuenta los datos técnicos de la conducción:

- El material de la tubería es hierro colado asfaltado.
- La conducción tiene un recorrido de 13'77 km tal y como se puede ver en la figura 6.15, y en la documentación técnica facilitada por la ETAP.
- Diámetro 1000 mm los primeros 360m y de 900 mm el resto de la conducción hasta la turbina.

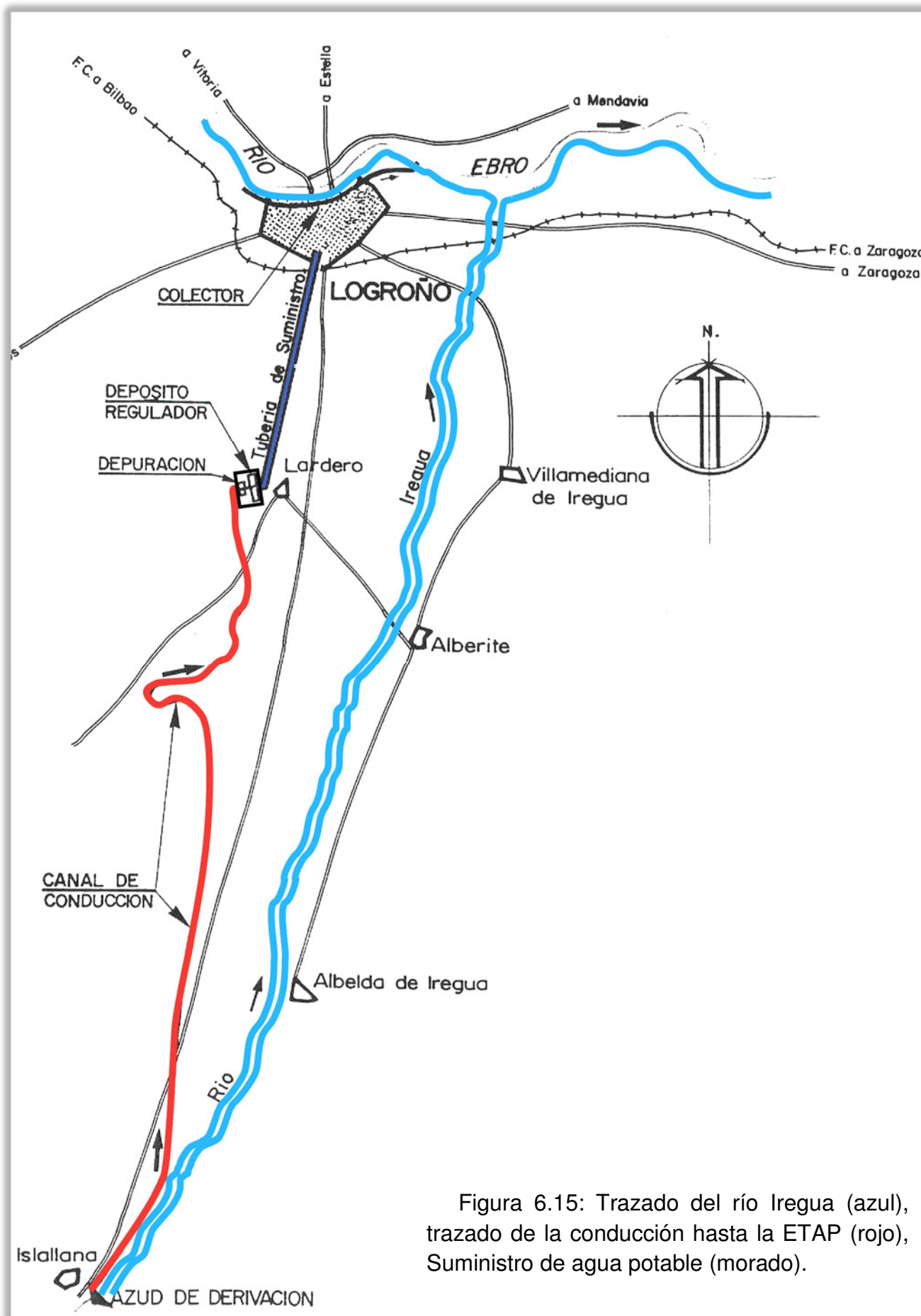


Figura 6.15: Trazado del río Iregua (azul), trazado de la conducción hasta la ETAP (rojo), Suministro de agua potable (morado).

Las pérdidas de carga que se producen en la tubería de presión, se calculan mediante la ecuación de Darcy y Weisbach, ecuación (6.16).

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \quad (6.16)$$

Donde:

- h_f : representa las pérdidas por fricción (m).
- f : factor de fricción de del material.
- L : longitud de la tubería de presión (m)
- D : diámetro de la tubería de presión (m).
- V : velocidad media en la tubería de presión (m/s)
- g : constante de gravitación, 9'81 m/s².

A modo de ejemplo, en el Apéndice-A en el apartado **A5.3.2. CALCULO DE PÉRDIDAS DE CARGA, POR DARCY-WEISBACH**, se calculan las pérdidas de carga en la conducción. Pero este cálculo es impreciso, ya que hay un cambio de sección, numerosas arquetas de registro a lo largo del trazado y la conducción no es un tramo recto de una única pieza, ya que existen demasiadas curvas en el trazado, tal y como se puede apreciar en la figura 6.15, y su cálculo o estimación sería arduo, tedioso y poco exacto.

En este punto del estudio, se puede deducir que va a ser necesario calcular la curva de rendimiento de la conducción, ya que lo que se pretende es optimizar el rendimiento de la instalación a través de optimizar cada uno de sus componentes.

No obstante, conocer el rendimiento de la conducción para cualquier caudal es una importante ecuación a la hora de optimizar el conjunto, representada a modo de ejemplo por la ecuación (6.17). Para ello, se automatizan los cálculos de pérdidas de carga mediante Darcy-Weisbach y se generalizan para cualquier caudal, entre el mínimo y máximo caudal admisible por la conducción. Para el caso práctico propuesto en el apéndice A se obtiene la ecuación (6.17), representada gráficamente en la figura 6.16:

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Darcy-Weisbach}}} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001 \quad (6.17)$$

En la figura 6.16 se representa la curva en porcentaje de pérdidas y su inversa que corresponde con el rendimiento de la conducción, por tanto sus ecuaciones son idénticas, salvo los signos que están cambiados.

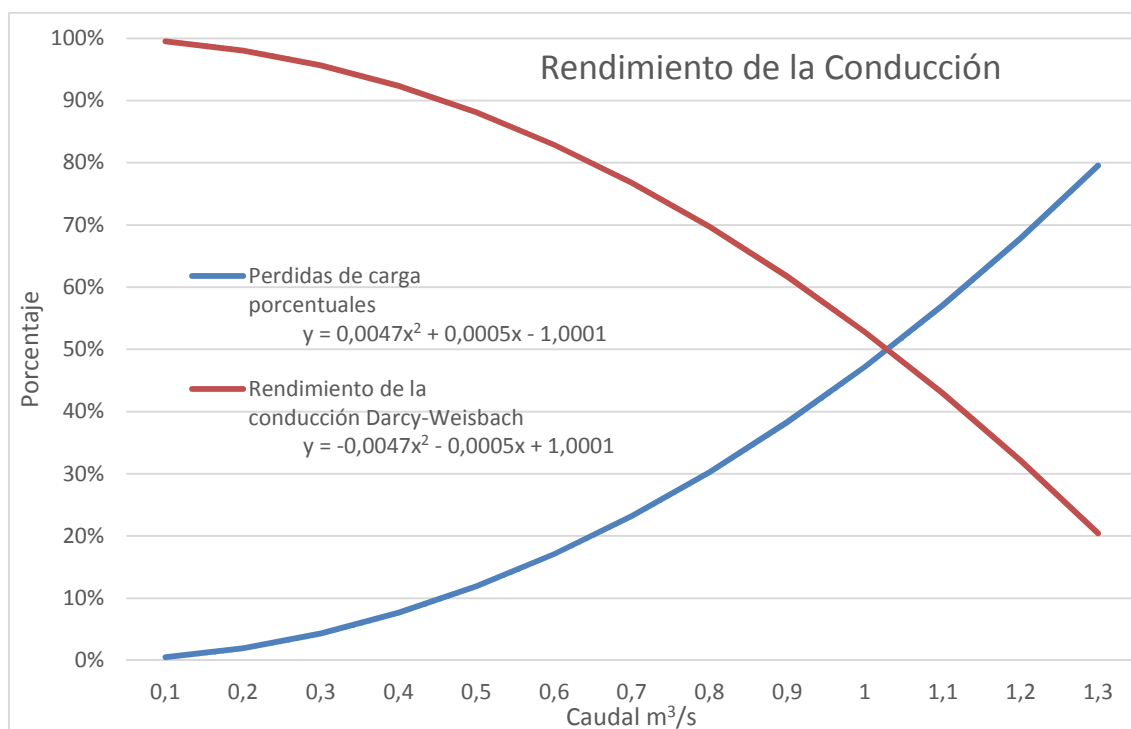


Figura 6.16: Rendimiento de la conducción del Apéndice-A en función del caudal de captación según Darcy-Weisbach.

Pero la figura 6.16 no muestra el rendimiento de la conducción en un escenario real, puesto que para conducciones de gran longitud, el modelo de Darcy-Weisbach no es todo lo preciso que cabría esperar. Se debe de tener en cuenta las características singulares de cada conducción como curvas, codos, cambios de sección, estado de la conducción, etc.

Es recomendable, siempre que sea posible, calcular las pérdidas de carga a partir de los registros de la instalación, considerando las ecuaciones (6.9) y (6.10) de rendimiento de la instalación. En su defecto, habría que modelar la conducción lo más precisamente posible, para utilizar la ecuación de Darcy-Weisbach. Si por la complejidad del trazado esto no fuera posible, se recomienda realizar pruebas empíricas sobre la conducción, instalando equipos de medida en la captación y en el desagüe de la conducción, calculando su curva de rendimiento.

Para la conducción del caso práctico del Apéndice A se obtiene el rendimiento de la conducción a través de los registros de forma empírica para distintos caudales (figura 6.17), y se obtiene su ecuación característica (6.18), que será de gran utilidad para el resto de cálculos.

$$\eta_{conducción_{Actual}} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301 \quad (6.18)$$

Se puede observar en la figura 6.17, que los resultados obtenidos de forma empírica a partir de los datos del caso práctico del Apéndice-A, difieren de los cálculos teóricos, obtenidos por Darcy-Weisbach.

Analizando los factores confluyentes en la conducción, se debe considerar que los resultados empíricos son más exactos y lógicos, ya que el propio sistema de generación de energía eléctrica actúa como medidor y registrador del comportamiento y rendimiento de la instalación y de forma indirecta de la conducción.

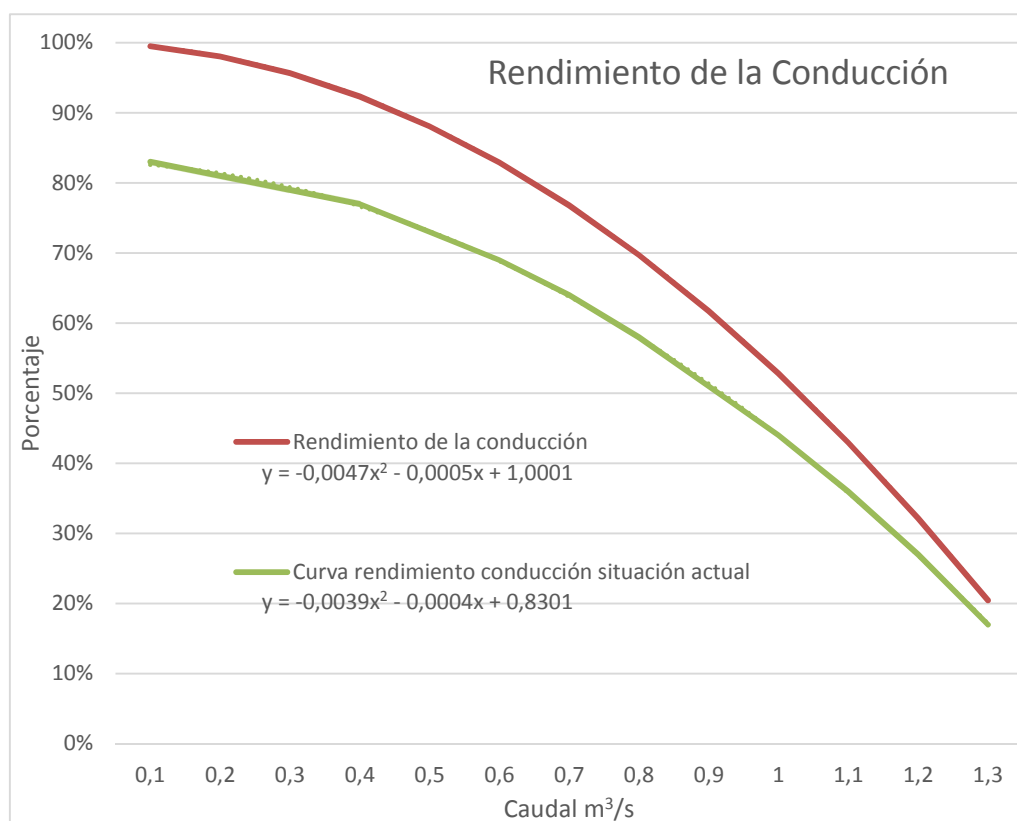


Figura 6.17: Comparación de los rendimientos: teórico de Darcy-Weisbach en rojo y el rendimiento empírico de la instalación, en color verde, denominada como situación actual.

Esta comprobación es importante a la hora de valorar el rendimiento de la conducción, y también en la validación del modelo de cálculo propuesto.

Tras realizar todos los cálculos pertinentes, tomando como base los datos del caso práctico del Apéndice-A, se observa que la conducción presenta un rendimiento inferior al teórico (como cabría esperar), la cual se reduce en torno al 16'49% de media, para caudales bajos y va reduciéndose a medida que el caudal aumenta. La diferencia se reduce entorno a un 3'44% de media para caudales altos, debido a que el flujo de

agua se homogeniza dentro de la conducción. La ecuación de rendimiento del modelo empírico (situación actual) corresponde con ecuación (6.18).

Por otro lado la conducción reduce su rendimiento a valores inaceptables a partir cierto caudal ($1\text{m}^3/\text{s}$ para el caso de estudio), por lo que no sería recomendable hacer trabajar la conducción con caudales superiores a un cierto valor.

Por tanto el rendimiento de la conducción es del 79'74%, para un 33% del caudal nominal, este dato contradice notoriamente el valor antes calculado mediante la ecuación (6.16) de Darcy-Weisbach para las pérdidas de carga en conducciones que fija el rendimiento en el 95'66%.

Existen varios factores para esta discordancia, los cuales han de ser comprobados en los análisis de las conducciones, y así poder establecer correctamente las condiciones de contorno de la conducción. Estos factores son:

- Estado y configuración de las instalaciones de captación, aspectos tales como:
 - Existencia de cámara de carga en el azud de captación, para la creación de presión hidrostática en la conducción.
 - Existencia de pre-cámara.
 - Alimentación correcta o no de la captación.
 - Limpieza de rejillas de filtrado en la captación.
 - Correcta operación de la instalación.
- Proximidad del caudal de operación al valor óptimo de la instalación.
- Geometría del trazado, las curvas, los estrechamientos y los cambios del nivel, no pueden ser evaluados correctamente mediante las ecuaciones de Darcy-Weisbach, ya que en ocasiones no hay referencias exactas de esa información, o es de muy difícil y costosa obtención.
- Gran longitud de la conducción.
- Deterioro de la conducción a lo largo de años de servicio, especialmente en las paredes interiores, lo que puede aumentar el factor de fricción del fluido contra las paredes de la conducción.

Estos factores contribuyen negativamente al rendimiento de la conducción, debido a:

- No alcanzar el régimen de trabajo óptimo, al trabajar con caudales inadecuados
- Altas pérdidas debidas al estado de conservación, la longitud del trazado y, su geometría.

- Descenso del rendimiento por una incorrecta operación de la instalación.

Una de las causas habituales de los problemas de rendimiento en las conducciones es la cámara de carga. Estos elementos presentan una sintomatología concreta:

- Mal estado de conservación.
- Mal suministro de agua a través de los canales de alimentación.
- Mala limpieza de las rejillas de filtrado y por ende, irregular alimentación de la cámara de carga.
- Incorrecta operación por parte de los operarios.
- Deterioro de las instalaciones de captación, debidas a la erosión del agua, movimientos de tierras, cambios de la morfología del río, etc.

Estas patologías se manifiestan a través del estudio de los registros de la ETAP en forma de:

- Oscilaciones en el rendimiento para los mismos valores de caudal de captación, señal inequívoca de la ausencia o mal uso de la cámara de carga.
- Inestabilidad del rendimiento con las variaciones de caudal de captación, presentando bajo factor de repetición en sus valores.

Factores como la longitud de la conducción, su trazado, su geometría, o su envejecimiento, se clasifican como tolerables, ya que aportan pérdidas fijas, relativamente constantes en el tiempo e inevitables.

El resto de factores, son fácilmente enmendables, como la correcta operación de la instalación, limpieza de las rejillas, correcta alimentación de la cámara de carga, etc.

6.3 Establecimiento de las variables de la turbina, enlace mecánico, generador y transformador de energía eléctrica

El estudio del conjunto turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador es el 3^{er} Objetivo, de la presente tesis. Estos elementos componen el núcleo del sistema de producción de energía eléctrica. Se debe comprobar la idoneidad de los elementos de la instalación y su adecuación a las características del salto.

6.3.1 Turbina

La turbina instalada para la generación de energía, es una de las partes principales de la generación. Su correcto dimensionamiento junto con las características de la captación y del salto, son un factor clave a la hora de obtener un buen rendimiento del conjunto.

Estos factores son estructurales y, son establecidos en el momento de diseño de la instalación, sobre ellos hay poca capacidad de actuación a posteriori.

La instalación fija prácticamente todas las características de la instalación, salvo el caudal de funcionamiento. En primer lugar debemos comprobar que la turbina se adapta al salto.

En la comprobación de la idoneidad de la turbina, se hace necesario datos tales como:

- Altura del salto en metros.
- Caudal estimado de funcionamiento en m^3/s .

Para la comprobación se recurre al uso de las gráficas proporcionadas por el fabricante de las turbinas. En nuestro caso de estudio VOITH proporciona las gráficas que aparecen en la figura 6.18.

La comprobación de la idoneidad de la turbina es, por norma general, acertada en la mayoría de instalaciones, pero es posible que a lo largo del tiempo las características del salto hayan podido cambiar, ya sea su altura o su caudal y que los parámetros de funcionamiento e idoneidad de los diferentes tipos de turbina, no sean las adecuadas para el salto, siendo así recomendable la sustitución de la turbina en futuras actuaciones

El uso de la figura 6.18, es muy simple, se fija inicialmente los valores de altura del salto y caudal, por ejemplo:

- Salto neto: entre 70 a 80 m.
- Caudal: 0'1 a 0'3 m^3/s .

Si se trazan las líneas horizontales y verticales sobre la figura 6.18, según los valores del salto, se genera el área rectangular rayada en rojo, sobre la zona correspondiente a la turbina Pelton. Así, este tipo de turbina es la que aparece como más recomendable, dadas las características del salto.

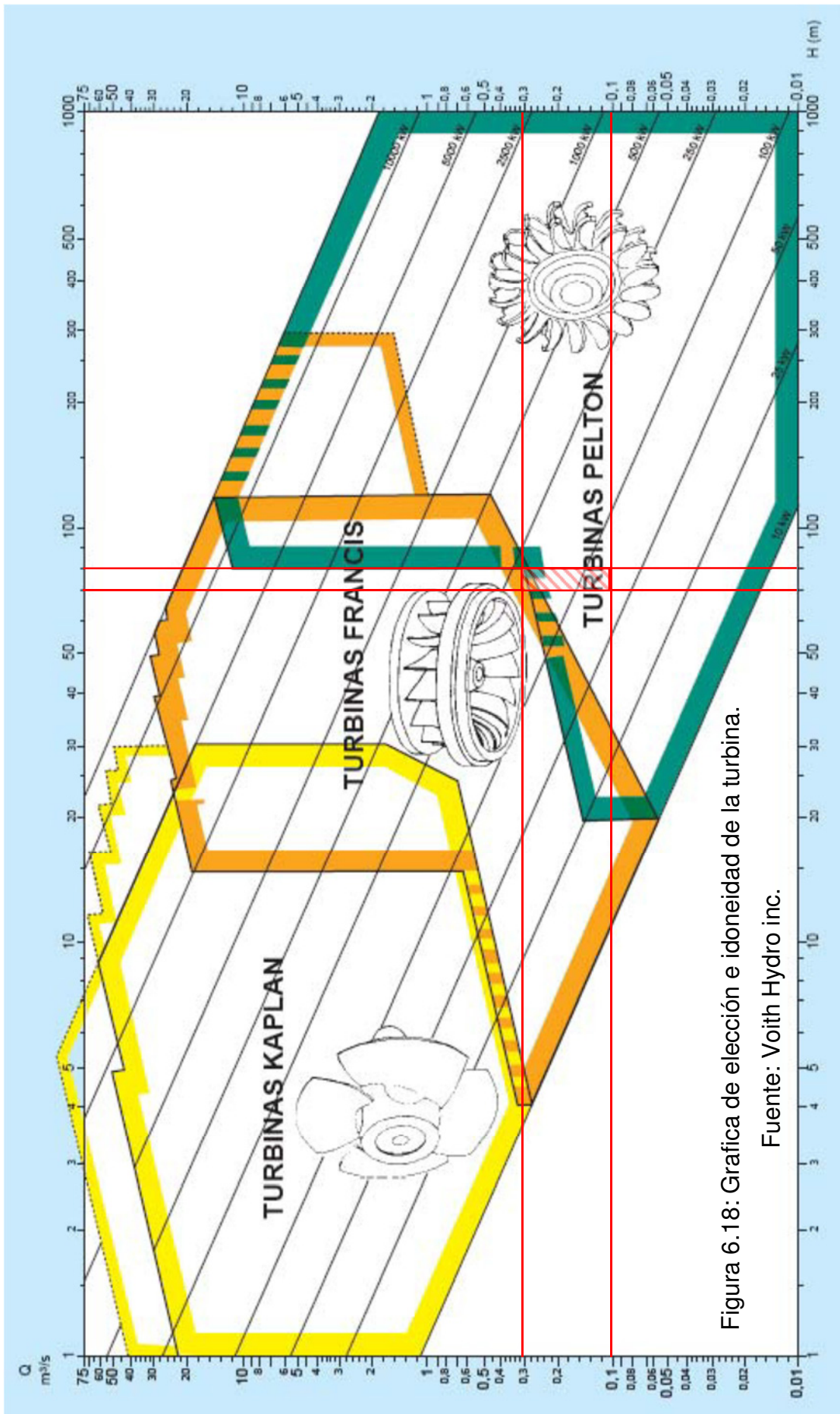


Figura 6.18: Grafica de elección e idoneidad de la turbina.

Fuente: Voith Hydro inc.

Las turbinas se pueden clasificar según distintos parámetros, ya sean constructivos u operativos, tales como:

1. Según la dirección en que entra el agua:
 - Turbinas axiales: el agua entra en el rodete en la dirección del eje.
 - Turbinas radiales: el agua entra en sentido radial, no obstante el agua puede salir en cualquier dirección.

2. Según el modo de operación:
 - Turbinas de chorro o de acción simple o directa, Pelton, Banki-Michel y Turgo.
 - Turbinas de sobrepresión o de reacción, Francis y Kaplan (Kaplan, Semikaplan y hélice), Deriaz (un tipo de turbina intermedia entre Francis y Kaplan).

3. Según la dirección del eje:
 - Horizontales.
 - Verticales.

Sus características constructivas y de operación no son el objetivo del presente trabajo de tesis, pero si sus particulares regímenes de trabajo y rendimientos.

Tras comprobar la idoneidad de la turbina, hay que comprobar su rendimiento frente al caudal de operación de la instalación, es decir la representación del rendimiento frente al porcentaje del caudal nominal de la turbina. En la figura 6.19, se pueden observar las distintas curvas de rendimiento para distintos tipos de turbina.

En el proceso de optimización estas curvas serán de gran utilidad, para fijar el punto óptimo de funcionamiento, entre el caudal de la conducción y el de la turbina, donde se maximiza el rendimiento del conjunto.

Es importante expresar el caudal de entrada en forma de porcentaje del caudal nominal, para poder comparar las curvas y obtener resultados fehacientes.

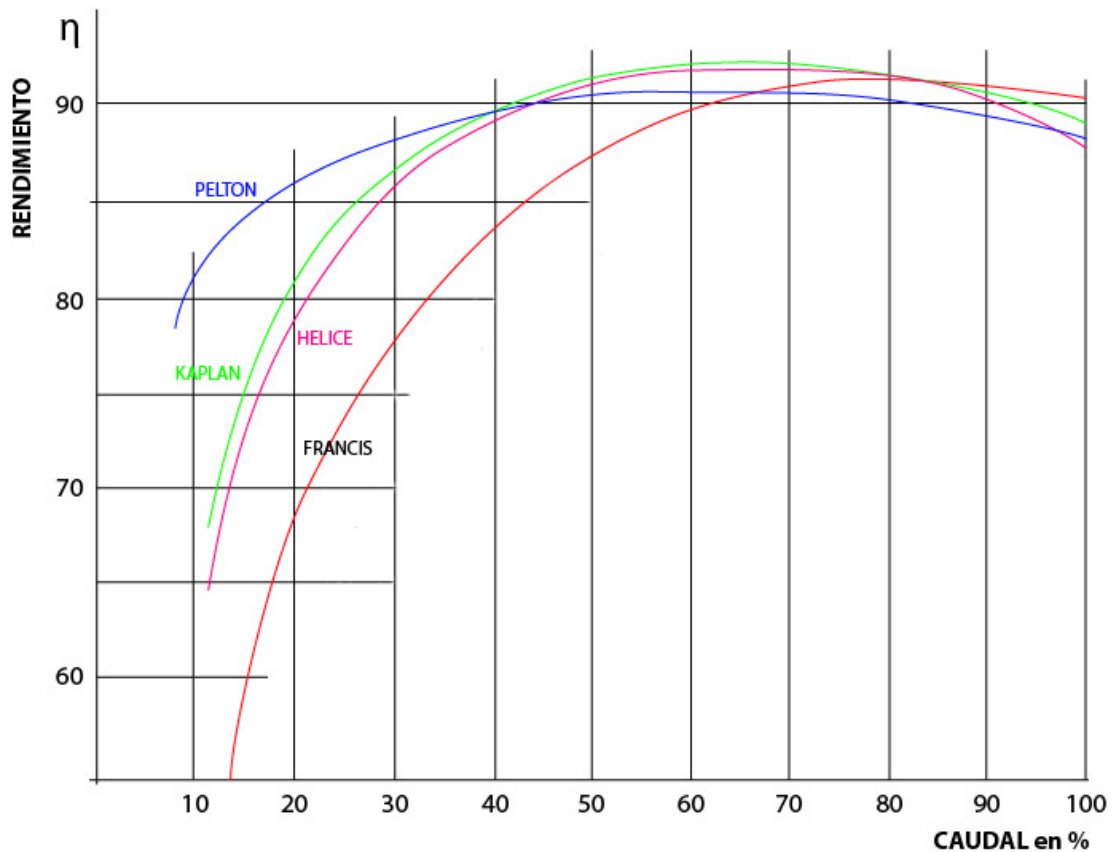


Figura 6.19: Curvas de rendimiento de distintas turbinas hidráulicas frente al caudal, (expresado en porcentaje del caudal nominal de diseño).

6.3.2 Acoplamiento mecánico

El acoplamiento mecánico, que es la unión entre el eje de la turbina y el del generador, permite ajustar los regímenes de giro entre ambos, lo que permite la regulación a distintas velocidades de giro, y la consecución de una mejor y más eficiente adaptación o transición entre la turbina y el generador.

La unión entre turbina y generador o alternador es un acoplamiento mecánico que y pueden ser directos o a través de una caja de cambios. Las pérdidas por transmisión son diferentes en cada una de ellas.

En los acoplamientos directos, su rendimiento es cercano a la unidad, si bien no permite la regulación para distintos puntos de trabajo. Tampoco se hace necesario el mantenimiento de un complejo acoplamiento mecánico, y por tanto se reduce drásticamente los costes de mantenimiento las averías y la operación del mismo. Estos acoplamientos directos pueden ser:

- Acoplamientos Rígidos (ejes tradicionales, rectos con sus ejes alineados).

- Acoplamientos Flexibles (de elementos deslizantes o de elementos flexibles).
- Acoplamientos articulados (junta universal o cardan).

Se utilizan acoplamientos adaptadores de velocidad, cuando la velocidad de la turbina, no coincide con la velocidad de sincronismo del generador. Su rendimiento es variable de $\eta=0'70$ a $\eta=0'96$, dependiendo de su configuración:

- Multiplicador/reductor: de poleas, cadenas, engranajes, etc.
- Adaptador de caja de cambios: más sofisticadas y con menor rendimiento.

La elección del acoplador es función de las características de los aspectos técnicos de los elementos de generación, sobre todo de la velocidad de giro de la turbina y del generador.

No obstante, su rendimiento, es prácticamente constante en todo su rango de operación. Así realizar acciones para la optimización de este elemento no tienen sentido, salvo que su elección o funcionamiento, no sean correctos, lo que no es habitual.

6.3.3 Generador

El generador es la parte de la instalación encargada de producir la energía eléctrica. Se puede ver su esquema de conexión en la figura 6.20. Sus principales características son:

Datos del generador:

- N° fases
- N° de polos
- Tipo de sincronismo (Síncrono u Asíncrono)
- Potencia nominal (kW, MW)
- Tensión nominal (V)
- Frecuencia (Hz)
- Velocidad nominal (rpm)
- Factor de potencia
- $\eta_{\text{GENERADOR}}$.

Es necesario que las características del generador, sean compatibles con la turbina, ya que de otra manera el conjunto estaría descompensado y su rendimiento no sería óptimo.

El principal dato necesario del generador es el rendimiento ($\eta_{\text{GENERADOR}}$). Su rendimiento es generalmente alto para el régimen de giro nominal, entre 0'9 y 0'97, y viene determinado por sus características constructivas.

Sus características de rendimiento son estables a lo largo del tiempo, y es estable a partir de un determinado régimen de trabajo.

6.3.4 Transformador

El transformador es un elemento que adapta las características eléctricas del generador a las características eléctricas de la línea de transporte en el punto de vertido. Es una maquina eléctrica estática y presenta un rendimiento alto.

Su relación de transformación, tiene que ver con sus características constructivas, número de espiras de primario y de secundario según la ecuación (6.19).

$$\frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = m \quad (6.19)$$

Una de sus características más relevantes es que la potencia del primario es igual a la de secundario, multiplicada por el rendimiento, ecuación (6.20).

$$P_1 = \eta P_2 \rightarrow V_1 I_1 = \eta V_2 I_2 \quad (6.20)$$

Su rendimiento viene dado por la ecuación (6.21), determinándose por medio de los ensayos de vacío y cortocircuito con la maquina eléctrica estática, que definen las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre.

$$\eta = \frac{P_{\text{salida}}}{P_{\text{entrada}}} = \frac{P_{\text{salida}}}{P_{\text{salida}} + \text{Pérdidas}} = \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_2 I_2 \cos \varphi_2 + P_{Fe} P_{Cu}} \quad (6.21)$$

Las pérdidas en el cobre son proporcionales al cuadrado de la carga, ya que son debidas al efecto Joule, y pueden expresarse en función de la potencia registrada en el ensayo de corto circuito P_{cc} y del índice de carga K , que viene expresado por la ecuación (6.22).

$$K = \frac{S}{S_n} = \frac{I_1}{I_{1n}} \cong \frac{I_2}{I_{2n}} \quad (6.22)$$

Al coeficiente K , cuando el rendimiento es óptimo, se le denomina *coeficiente de utilización óptimo* (μ) y corresponde con el rendimiento máximo $K_{\eta \max}$, según la ecuación (6.23).

$$K_{\eta \max} = \mu = \sqrt{\frac{P_{Fe}}{P_{cc}}} \quad (6.23)$$

Conocer el coeficiente $K_{\eta \max}$ es de suma importancia para fijar el rendimiento óptimo del transformador, y junto con el generador y la conducción y fijar el punto óptimo de trabajo del conjunto TAGT.

Las características del transformador son fijadas en el momento del diseño de la central de generación de energía eléctrica, en consonancia con las características del salto y del generador, y resulta difícil actuar sobre él una vez construido e instalado.

Su funcionamiento generalmente es óptimo, siempre que trabaje dentro de sus parámetros nominales, y que se le brinde un mantenimiento correcto. Sus principales características son:

Datos del transformador:

- Nº fases
- Potencia nominal (kVA)
- Tensión nominal (V)
- Frecuencia (Hz)
- Factor de potencia
- $\eta_{\text{TRANSFORMADOR}}$.

6.4 Cálculo de rendimientos

Para la obtención de mejores resultados se realiza un estudio del rendimiento turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador (TAGT). Este conjunto está representado en la figura 6.20. Para el estudio se puede recurrir a los datos de registro de la propia instalación, ya que son un valioso recurso, complementando los datos mediante la instalación de analizadores que registren el funcionamiento del conjunto, entre las etapas de entrada de agua y los medidores de energía suministrada a la red eléctrica.

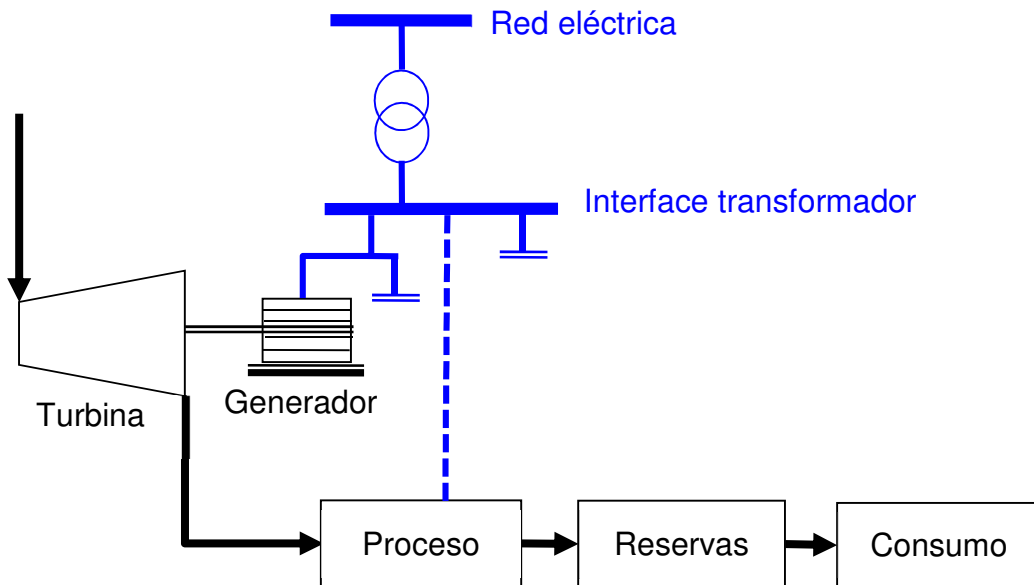


Figura 6.20: Esquema de turbina-generador y proceso.

Si fuera necesario, se instalarían equipos de registro en otros puntos para obtener registros intermedios, que permitan establecer con certeza el rendimiento de cada uno de los componentes de la cadena de generación obteniendo su curva característica de rendimiento. En la figura 6.21 se muestra un ejemplo de conexión del registrador.

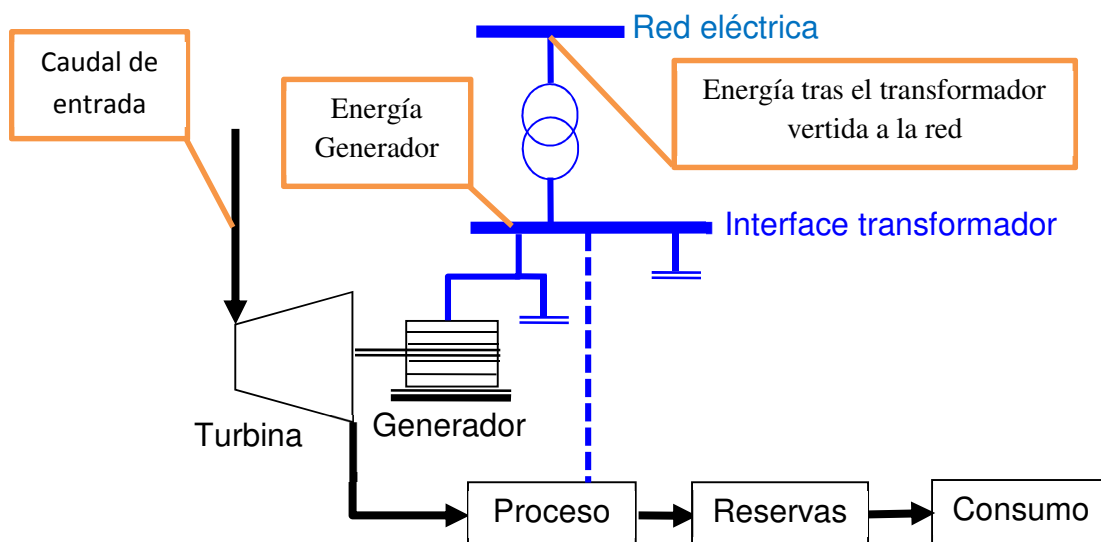


Figura 6.21 : Ejemplos de puntos de conexión de equipos de registro.

A través de las observaciones, medidas y registros a pie del conjunto turbina, acoplamiento, generador y transformador, representado en la figura 6.22, se puede calcular el rendimiento del grupo turbina-generador. Esto permitirá estimar de forma empírica las pérdidas de carga en la conducción,

puesto que su cálculo ha de ser aproximado por la imposibilidad de realizar un cálculo preciso, y mediante la ecuación (6.24) de rendimiento, se obtendrán los rendimientos.

El rendimiento de la turbina no es lineal y depende del caudal nominal y del caudal turbinado. Se corresponde con una curva que es necesario componer, para ello, mediante los puntos de trabajo característicos, los datos del fabricante y las curvas de rendimiento de este tipo de turbinas. Gracias a esta curva se calculará el rendimiento del generador. Se puede observar estos resultados en la gráfica de la figura 6.21.

El rendimiento no se puede calcular en un único punto de la curva, con lo que se ha de calcular para cada punto independientemente, para posteriormente poder confeccionar una representación gráfica, y así obtener el rendimiento en cada punto de operación. Así se representan sobre la misma gráfica los datos de rendimiento del fabricante para la turbina y los valores correspondientes a las medidas tomadas. A modo de ejemplo se muestran las gráficas de la figura 6.23 confeccionada para el caso de estudio del Apéndice-A y su rendimiento medio según la ecuación (6.25).

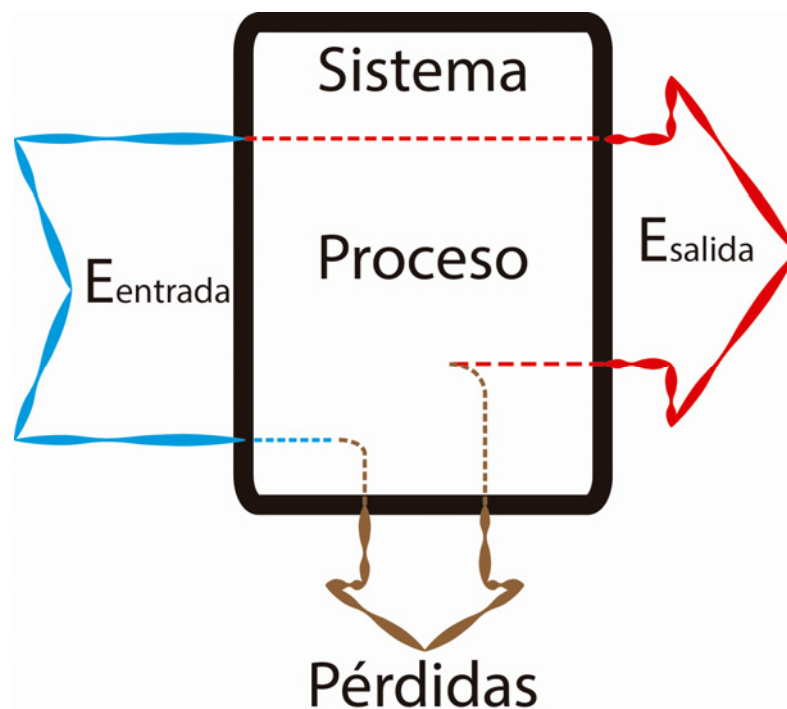


Figura 6.22: Esquema del distribución de energía.

$$\eta = \frac{\text{energía generada}}{\text{Energía Teórica debida al flujo de agua}} \quad (6.24)$$

Rendimiento del sistema generador.

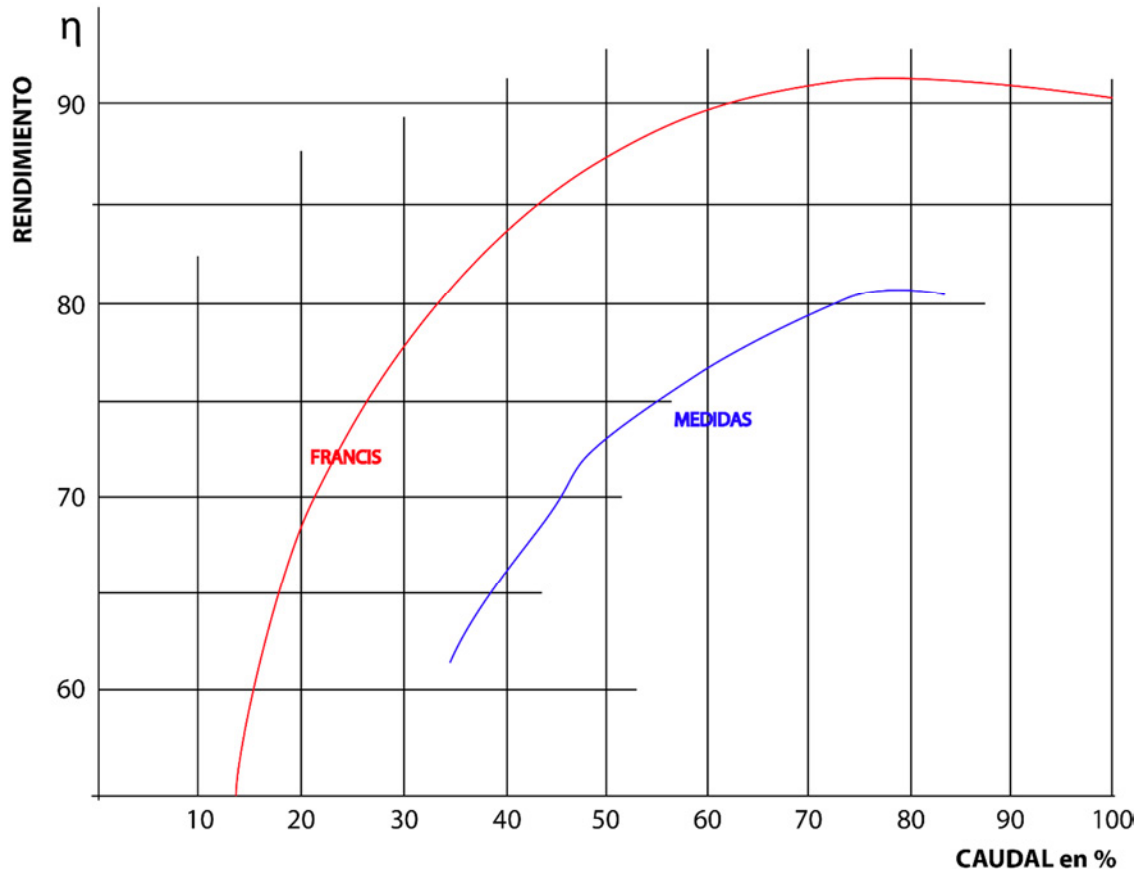


Figura 6.23: Rendimiento de turbina, frente a las medidas de rendimiento turbina, acoplamiento y generador.

$$\eta_{\text{generador-transformador}} = 0'8134 = 81'34 \% \quad (6.25)$$

Se puede apreciar que la diferencia entre ambas curvas es un desplazamiento, el cual es debido a los rendimientos del acoplamiento mecánico, del generador y del transformador. Por tanto, la diferencia entre ambas curvas representa el rendimiento del conjunto.

Una vez calculado el rendimiento del conjunto y de cada una de las partes, se ha de comprobar que sus valores son coherentes con los esperados, comprobando que coinciden, o al menos son cercanos a las especificaciones de los fabricantes. Esto permite detectar problemas mecánicos, eléctricos o de mal funcionamiento de sus componentes.

A diferencia de los rendimientos de la turbina y generador, el rendimiento del transformador es prácticamente estable a lo largo de toda la curva (en los regímenes de trabajo considerados), mostrando variaciones en una horquilla entorno al $\pm 2\%$. Esta variación no es relevante en el proceso de optimización, por su pequeña magnitud comparada con otros elementos de la cadena de

generación, cuya variación es más significativa, por lo que se desestima su utilización en el proceso de optimización.

La finalidad última es conseguir la curva de rendimiento del conjunto TAGT (turbina, acoplamiento mecánico, generador, y transformador), que viene caracterizada por una función de tercer grado como la mostrada en la ecuación (6.26), para el caso práctico del Apéndice-A:

$$\eta_{conjunto} = 9^{-0.5}Q_{entrada}^3 - 0'022Q_{entrada}^2 + 1'913Q_{entrada} + 38'25$$

Ecuación de rendimiento del conjunto TGAT (6.26)

Los rendimientos de cada componente de la instalación de generación, se obtienen a través de los datos del fabricante, operando, o deduciéndolo con respecto a los demás, obteniendo los siguientes resultados:

- $\eta_{TOTAL} = 0'596280827$ con un caudal medio del 40% del caudal nominal.
- $\eta_{TURBINA} = 0'92$ turbinando el 80% del caudal nominal.
0'83 turbinando al 40% del caudal nominal.
0'80 para un caudal de turbinado del 33% del caudal nominal.
- $\eta_{ENLACE MECANICO} = 1$ (ej: acoplamiento directo).
- $\eta_{GENERADOR} = 0'953711$
- $\eta_{TRANSFORMADOR} = 0'98$
- $\eta_{CONDUCCIÓN} =$ Variable según ecuación de rendimiento, figuras 6.16 y 6.17.

7 Establecimiento de las variables propias del proceso de la planta

El proceso es la parte más importante de la planta, ya que es objetivo principal de la instalación. Respetar los parámetros del proceso es uno de los condicionantes a tener en cuenta, y se constituye en el 4º objetivo.

Por tanto el proceso estará determinado por variables como el caudal, el tiempo de tratamiento, y los movimientos de agua. Estas variables son definidas a continuación:

- Q = Caudal entrada al proceso principal de la planta, que representará el caudal máximo y medio de entrada.
- t = tiempo de proceso, representa el tiempo necesario para el tratamiento en la planta, que está representada en la figura 7.1.
- Los movimientos del agua dentro de la planta, comúnmente llamados flujos internos.

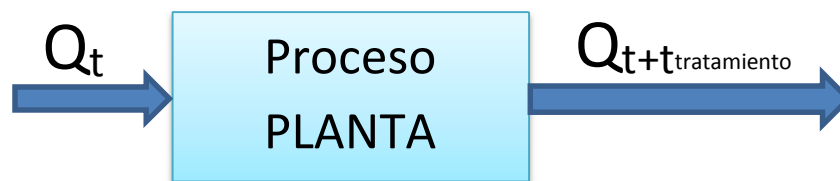


Figura 7.1: Representación de la planta.

El caudal de entrada es normalmente regulable mediante una válvula de entrada comandada eléctricamente de forma automática. Regulando el caudal de entrada a la planta, la duración del tratamiento es, por lo general es función del caudal de entrada. La permanencia del agua en el proceso suele afectar al aprovisionamiento de agua, por tanto el tiempo de tratamiento del agua es inversamente proporcional a la cantidad de agua que entra para ser tratada, e inversamente proporcional a la energía generada, según las relaciones mostradas en (7.1):

A más caudal de entrada \rightarrow menos tiempo de proceso \rightarrow más energía

A menos caudal de entrada \rightarrow más tiempo de proceso \rightarrow menos energía

(7.1): Relaciones caudal, tiempo de proceso, energía generada.

El objetivo es mantener las características del proceso inalterables en la planta y maximizar la generación de energía. La correcta gestión de agua dentro de la planta es muy importante en el proceso de optimización. No se debe olvidar que en los tipos de instalaciones que se pretenden optimizar la generación de

energía no es el objetivo principal, así que todas las medidas conducentes a la optimización han de respetar el proceso de la planta.

Por otro lado, la naturaleza del proceso es otro factor importante a tener en cuenta, ya que si el proceso es continuo el suministro de agua ha de serlo también. Si el proceso hace acopio de agua y hasta que no termina el proceso de planta no vuelve a aprovisionar, la generación también se ve afectada.

No obstante, el análisis del proceso puede fijar las estrategias de producción, y conseguir la maximización de la producción de energía eléctrica.

Con el objetivo de estandarizar las conclusiones y extender el campo de aplicación a todo tipo de instalaciones, no se tienen en cuenta más variables del proceso de la planta, que por otro lado tampoco tienen mayor relevancia para la optimización de la producción de energía eléctrica ya que las variables del proceso permanecen inalterables, y no son afectadas en modo alguno. No obstante se recomienda un estudio en profundidad del proceso.

8 Normativa sobre producción y comercialización de energía eléctrica

La producción y comercialización de energía eléctrica es regulada desde estamentos tales como la Comunidad Europea y la administración Española, a través de directivas, leyes, Reales Decretos, disposiciones y numerosos reglamentos. Es necesario circunscribir las acciones de optimización de acuerdo a las directrices y normativas, y no únicamente desde un punto de vista meramente técnico. Así contemplar la normativa actual y aprovechar sus ventajas competitivas y estructurales, aportará beneficios operativos a la instalación.

Conocer y contemplar los futuros planes de Acción Europeos y Nacionales y adaptar los planes de actuación a las futuras nuevas líneas legislativas, hará más rentables, lógicas e inteligentes todas las actuaciones, modificaciones e inversiones que se lleven a cabo en la instalación.

En la actualidad la ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, ha derogado toda la masa regulatoria anterior del sector eléctrico, quedando derogadas leyes y decretos tales como:

- Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de Febrero de 2004, que modifica la Directiva 92/42/CEE.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1699/2011 de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
- Decreto-ley 6/2009, de 30 de Abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 616/2007, de 11 de Mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica.
- Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4).
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020 notificado a la Comisión Europea.

- Las disposiciones no derogadas anteriormente del Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, que regula el régimen económico de las instalaciones de cogeneración y generación de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de Junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Esta enumeración pretende centrar la atención no solo sobre la volatilidad normativa del sector y la profunda remodelación que ha sufrido, sobre todo en lo referente a cogeneración, fotovoltaica y a fuentes renovables, sino también puntualizar la importancia de la normativa en la planificación estratégica de las instalaciones, tanto desde el punto de vista de la inversión como de la operación.

El nuevo marco regulatorio ha cambiado radicalmente el mercado eléctrico, con la aparición de mercados eléctricos, operadores, operadores de carga, peajes de transporte, y un largo etcétera de nuevos elementos y conceptos que han convulsionado todo el sector en pos de la estabilidad financiera del sistema, entre ellas están las siguientes:

A nivel europeo:

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003.

A nivel nacional:

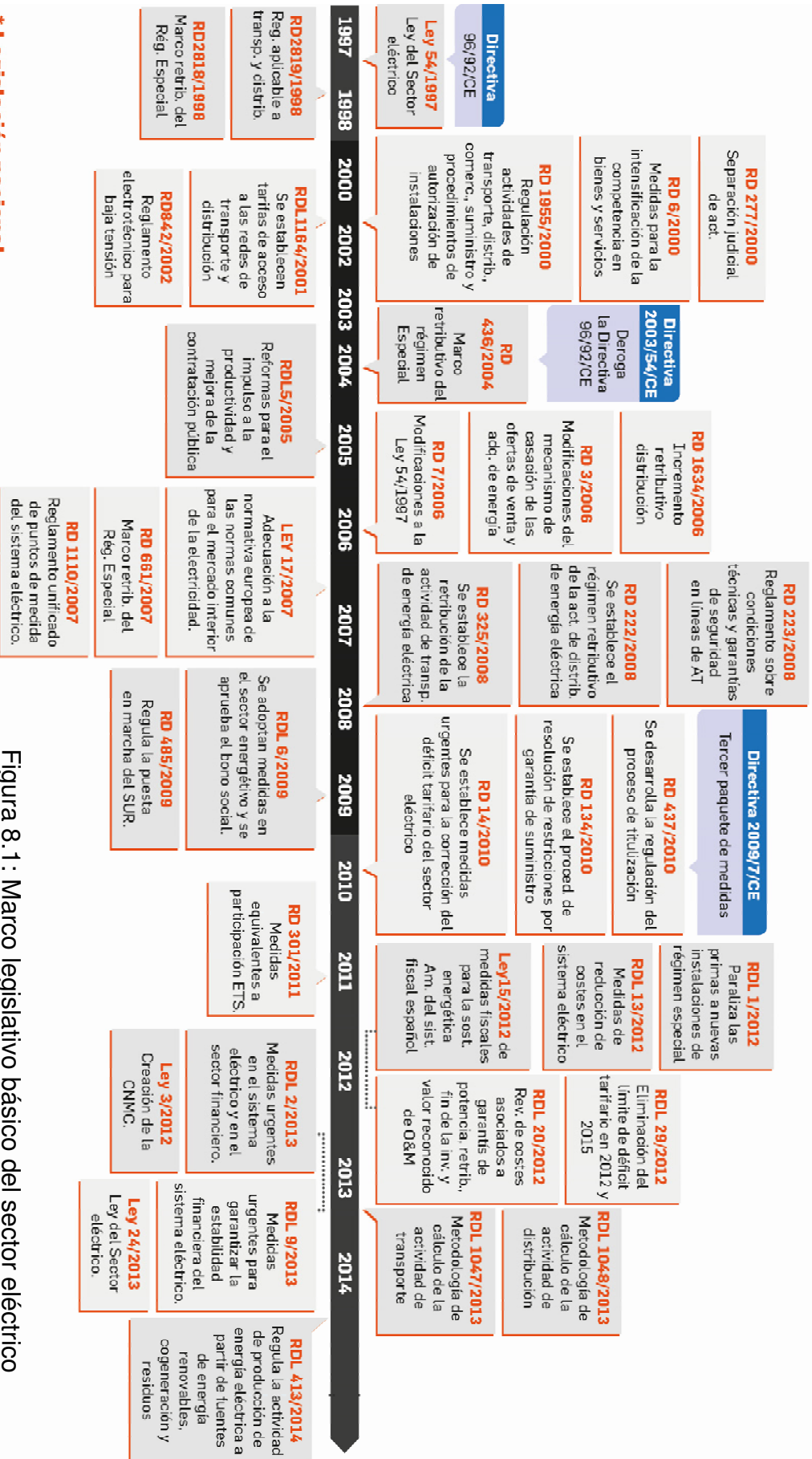
- Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico) establece una metodología clara, estable y transparente que refuerza y clarifica los principios y criterios de establecimiento de la retribución de las actividades reguladas en línea con otras compañías europeas comparables.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece la normativa por la que se regulan las actividades de Red Eléctrica.
- Además durante el año 2012 y 2013, se publicaron varias disposiciones legales enfocadas a corregir el desajuste entre ingresos y costes del sector eléctrico, en las que se han establecido medidas que modifican la metodología de retribución de la actividad de transporte.
 - Real Decreto-ley 13/2012 de 30 de marzo.
 - Real Decreto-ley 20/2012 de 13 de julio.
 - Real Decreto-ley 2/2013 de 1 de febrero.
 - Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio.
- Real Decreto 1047/2013, por el que se establecía un nuevo modelo para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica en España. Este nuevo marco retributivo (que previsiblemente entrará en vigor a partir de 2016, tras extenderse al 2015 el modelo transitorio de retribución aplicado para 2013 y 2014, definido en el Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico) establece una metodología clara, estable y transparente que refuerza y clarifica los principios y criterios de establecimiento de la retribución de las actividades reguladas en línea con otras compañías europeas comparables.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban sus parámetros retributivos.

A pesar de lo largo y extenso de la normativa vigente, es un aspecto fundamental a tener en cuenta desde un punto estratégico, adaptando las instalaciones al presente y al futuro de la generación de energía eléctrica.

La figura 8.1 pretende arrojar luz sobre el maremágnum de regulaciones existentes, su fuente es la página de energía y sociedad del Campus Iberdrola (www.energiaysociedad.es). Se puede apreciar esquemáticamente en ella la regulación aparecida y su progresión a lo largo de estos años.

Marco legislativo básico del sector eléctrico



* Legislación nacional
* Legislación europea

Figura 8. 1 : Marco legislativo básico del sector eléctrico

El texto del Real Decreto-Ley 9/2013, regula la actividad de producción de energía eléctrica en el llamado *régimen específico*, que en la anterior Ley 54/1997, del sector eléctrico, se denominaba producción en *régimen especial*, y clasifica las instalaciones en distintos grupos. El grupo en el que se encuentran las instalaciones objeto de este estudio son el grupo b.4, y más en concreto el subgrupo b.4.2. En la tabla 8.1 se muestra la definición que hace el mencionado Real Decreto-Ley de las instalaciones del grupo b.4.

Grupo b.4	Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW, se divide en dos subgrupos
Subgrupo b.4.1	Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) hayan sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
Subgrupo b.4.2	Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

Tabla 8.1: Clasificación del grupo b.4 en subcategorías de los productores de energía eléctrica.

El Real Decreto 413/2014 regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, con novedades muy importantes desde el punto de vista financiero y retributivo. Así *la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado*. Todas estas condiciones no afectan en manera alguna al proceso de optimización.

El mencionado Real Decreto define la estructura de las retribuciones a percibir por cada tipo de instalación. Por un lado está la retribución a la inversión y por otro la retribución a la operación, que se pretende hacerlas competitivas en el mercado, y que puedan obtener una rentabilidad razonable. En este se puede consultar el texto de la ley, reproducido a continuación:

De acuerdo con este nuevo marco, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los

ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerará para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. Se establecerán un conjunto de parámetros retributivos que se aprobarán, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, para cada una de las distintas instalaciones tipo que se determinen, pudiendo segmentarse las instalaciones en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y, del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

La retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación permitirán cubrir los mayores costes de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, de forma que puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y puedan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Adicionalmente, se concreta la plasmación normativa del concepto de rentabilidad razonable de proyecto, estableciéndolo, en línea con la doctrina judicial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementado con un diferencial.

Con la aparición del RD 9/2013 desaparece la retribución regulada para los productores que garantizaba unos ingresos a un precio fijo. El nuevo marco regulativo, supedita la retribución de la energía eléctrica a su precio en el mercado para cada periodo horario. Los mercados de comercialización de la producción de energía eléctrica son:

- Mercado diario.
- Mercado intradiario.
- Mercado de servicios complementarios.

Por otro lado el RD 9/2013 introduce conceptos muy interesantes como la unidad de producción en cada periodo de programación, por lo que, tener la

capacidad de programar la producción en los periodos en los que el precio del kWh es más alto supone una ventaja competitiva muy importante.

Gracias a la previsión del consumo de agua se puede programar las operaciones de la planta y una gestión eficaz y óptima de la producción de energía eléctrica.

A modo de resumen se reseñan los puntos más relevantes en instalaciones generadoras en régimen específico del *Real Decreto-Ley 9/2013 Novedades de aplicación a energías renovables, cogeneración y residuos*, a tener en cuenta de cara al objetivo de optimización, así como los condicionantes más importantes respecto de la generación de energía:

- Principio de empresa eficiente y bien gestionada.
- Rentabilidad razonable a lo largo de su vida útil: Obligaciones del Estado a diez años, más 300 puntos básicos durante el primer periodo regulatorio (hasta 31-12-2019).
- Se consideran instalaciones tipo a las que se asociarán las instalaciones reales.
- Retribución basada en los ingresos del mercado más una retribución específica cuando proceda, articulada en torno a:
 - Término de Potencia (€/MW), para los costes de inversión que no se cubran por la venta de energía.
 - Término de Operación (€/MWh), para la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos percibidos por la participación en el mercado.

Ley 24/2013 del Sector Eléctrico Novedades de aplicación a Energías renovables, cogeneración y residuos:

- Desaparece el régimen especial.
- Para las nuevas instalaciones, la posible retribución específica se otorga mediante procedimientos de concurrencia competitiva.
- Establece periodos regulatorios de 6 años (el primero finaliza el 31.12.2019) en los que se podrá modificar todos los parámetros retributivos (incluso la rentabilidad razonable) a excepción de la vida útil y el valor estándar de la inversión. También, establece semiperiodos de 3 años en los que sólo se revisan los relacionados con las estimaciones de mercado.

En la Orden IET/1045/2014, se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables durante el primer semiperiodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2016:

- Establece la clasificación de instalaciones tipo.
- Establecimiento de las retribuciones en régimen específico, para cada periodo regulatorio.
- Retribuciones a la inversión de cada tipo de instalación, según la vida útil regulatoria de la instalación.
- Retribución a la generación en función de tecnología de la instalación.

9 Elección del mecanismo de retribución de la energía eléctrica producida en régimen retributivo específico

Las instalaciones de generación de energía eléctrica objeto de estudio en esta tesis se clasifican según RD 413/2014, como:

- *Grupo b.4 subgrupo 2 - Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico $P < 10$ MW.*
- *Grupo b.5 subgrupo 2 - Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico $P > 10$ MW.*

Tomando como potencia nominal la especificada en la placa de características del grupo motor, generador o alternador,

Para vender, total o parcialmente, la producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación el real decreto RD 413/2014, deberán elegir una de las opciones siguientes:

1. Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución a un operador, percibiendo por ella una tarifa según mercado, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kWh, complementado, en su caso, por una retribución específica en céntimos de euro por kWh.
2. Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, solamente si su cuota conjunta de participación es superior al 10%. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación (operador de mercado), complementado, en su caso, por una retribución específica en céntimos de euro por kWh. Para ello la instalación debe de tener una representación mínima de mercado del 10%, bien por si misma o como agrupación de varios generadores.

Esta elección depende en gran medida del perfil de la instalación.

9.1 Régimen retributivo específico

Las instalaciones del *Grupo b.4 subgrupo 2* y *Grupo b.5 subgrupo 2 - Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos*

distintos al hidroeléctrico, según sea su potencia nominal menor a 10MW o mayor a 10MW respectivamente, podrán acogerse, con carácter voluntario, previa inscripción en el registro de productores, al régimen retributivo específico, cuyas características pueden consultarse en la tabla 9.1:

Parámetro retributivos para el cálculo de la retribución específica		
Parámetros retributivos de una instalación tipo (Según el Artículo 13)	Parámetros retributivos más relevantes	<ul style="list-style-type: none"> • Retribución a la inversión (Rinv) • Retribución a la operación (Ro) • Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (linv) • Vida útil regulatoria • Número de horas de funcionamiento mínimo • Umbral de funcionamiento • Número de horas de funcionamiento máximas • Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado • Precio medio anual del mercado diario e intradiario
	Parámetros auxiliares para el cálculo de los parámetros más relevantes	<ul style="list-style-type: none"> • Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo • Estimación del precio de mercado diario e intradiario • Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo • Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción • Otros ingresos de explotación definidos en el artículo 24 • Estimación del coste futuro de explotación • Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable • Coeficiente de ajuste de la instalación tipo • Valor neto del activo

Tabla 9.1: Descripción de los parámetro retributivos para el cálculo de la retribución específica.

Los aspectos generales del régimen retributivo específico (Art. 11) son:

- Retribución basada en la venta de energía a precio de mercado
- Adicionalmente, se introducen los siguientes componentes:
 - Retribución a la inversión (Rinv): término por unidad de potencia instalada que cubre los costes de inversión, para cada instalación tipo, que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado.
 - Retribución a la operación (Ro): término que cubre la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

- Para el cálculo de la R_{inv} y R_o se considera una instalación tipo con un valor estándar de inversión inicial, que perciba ingresos estándar por la venta de la energía producida en el mercado e incurra en costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria.
- Para las nuevas instalaciones, el otorgamiento de este régimen retributivo se establecerá mediante procedimiento de concurrencia competitiva
- La retribución específica se deja de percibir una vez las instalaciones superen la vida útil regulatoria.
- Se incorporan límites superiores e inferiores en la estimación del precio de la energía en el mercado que se tendrán en cuenta al ajustar la retribución a la inversión para el siguiente semiperiodo en base al desvío del precio de mercado real con el estimado transcurrido un semiperiodo.
- Se incorpora un incentivo en el régimen retributivo, para aquellas instalaciones de determinadas tecnologías situadas en sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares cuando supongan una reducción global del coste de generación en dichos sistemas.
- No se tienen en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español, ni aquéllos que no respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Las correcciones de los ingresos como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento (Art. 21) son:

- Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se establecerán el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento, para cada instalación tipo.
- El número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación se define como el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas y la potencia instalada.
- El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento se establecerán para cada instalación tipo.
- Correcciones anuales:
 - Si las horas equivalentes de funcionamiento superan el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo no se producirá ninguna reducción en los ingresos.
 - Si las horas equivalentes de funcionamiento no superan el umbral de funcionamiento la retribución específica será cero.

- Si el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación se sitúa entre el umbral de funcionamiento y el número de horas equivalentes de funcionamiento los ingresos se reducirán proporcionalmente.

Para el precio de mercado (Art. 22), se establece que:

- Se calculará como la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por OMIP durante los seis meses anteriores al inicio del semiperíodo en cuestión.
- Para cada instalación tipo se establecen dos límites superiores y otros dos inferiores en torno al precio estimado del mercado considerado en el cálculo de los parámetros retributivos (tabla 9.2).

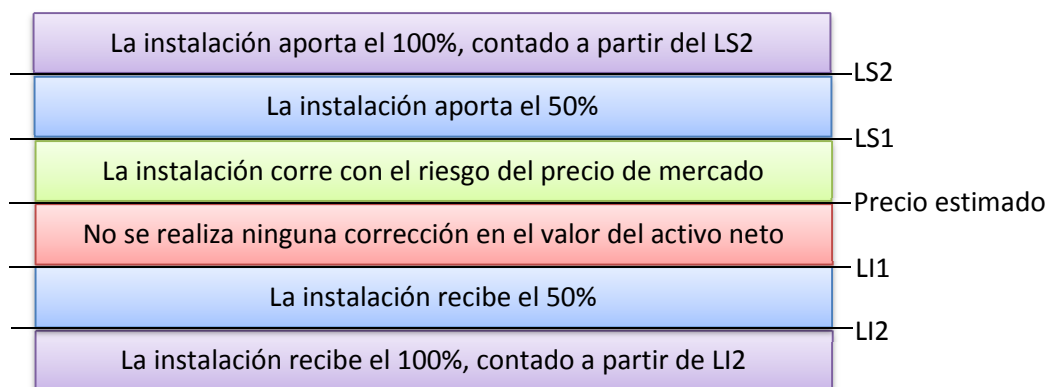


Tabla 9.2: Cálculo de retribuciones según el precio de mercado

- Si el precio medio anual del mercado se encuentra fuera de los límites, se corrige el valor de la instalación tipo y se generará un cómputo denominado “Valor de ajuste por desviaciones”.
- La CNMC calculará para cada año natural el precio medio anual del mercado diario e intradiario, como media aritmética de los precios horarios del mercado diario e intradiario.

Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por un operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b) del artículo 24.1, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos

bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

Se contemplan retribuciones para los grupos de productores de tecnologías basadas en energías renovables, en base a unos parámetros retributivos, basados en instalaciones tipo eficientes (según el artículo 13).

Los regímenes retributivos deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto.

Se entienden por rentabilidad razonable es la rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario en los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementado con un diferencial.

Para los primeros años desde la puesta en servicio de la instalación, se habilita una retribución a la inversión, lo que es importante ya que el uso de energías renovables supone un importante avance en la reducción de emisiones, sostenibilidad, huellas de carbono, etc.

Las retribuciones económicas a los productores son actualizadas y revisadas en periodos seis años, y de forma transitoria cada tres años, en lo que se denominan semiperiodos, según el Real Decreto-ley 9/2013 y el RD 413/2014.

10 Las reservas

Por norma general el agua procesada en este tipo de instalaciones no es utilizada inmediatamente y, por tanto, debe ser almacenada en piscinas o depósitos de almacenamiento. Denominaremos de forma más genérica a la cantidad almacenada como reservas.

La gestión de las reservas de agua es una parte importante en las instalaciones sometidas a estudios. Por norma general, las reservas son monitorizadas por el sistema de control de la planta (la figura 10.1 presenta un ejemplo). Cuantificar estas reservas es importante, porque permite obtener el margen de suministro de agua en caso de emergencia.

Los niveles de reservas junto con la estimación del consumo mediante variables atmosféricas permite estimar el grado de autonomía de la ETAP, con gran precisión, lo que supone un importante dato, no solo ante averías o imprevistos, sino también en el día a día de la planta. Por ejemplo, este dato puede utilizarse para planificar las operaciones rutinarias en la planta, las tareas de mantenimiento o la programación de reparaciones previstas en la ETAP, además de permitir gestionar la recepción de agua para optimizar la generación de energía eléctrica.

Las reservas son generalmente registradas en m³ o en litros (según su montante), pero para los procesos de optimización es más conveniente expresar el nivel de reservas de forma porcentual, lo que facilita la mecánica del cálculo, y estandariza los resultados.

Las piscinas o depósitos de reservas, son un elemento importante en el proceso de optimización, puesto que no solo absorben la sobre-producción puntual de agua, sino que también afrontan los picos de demanda puntuales, y por ello son claves para la optimización y la estabilización de flujos dentro de la instalación. No es aconsejable mantener las reservas en niveles excesivamente altos, próximos al 100%, puesto que también funcionan como elemento regulador de los flujos de agua dentro de la instalación.

Es habitual mantener el nivel de reservas lo más alto posible, (estadísticamente se registran en una horquilla del 80% al 90%), con el objetivo de poder afrontar emergencias o situaciones singulares. Mantener las reservas es un objetivo principal a conseguir en el proceso de optimización, además se ha de contemplar la necesidad de adaptar este objetivo a distintas épocas del año donde la demanda se sabe que es mayor.

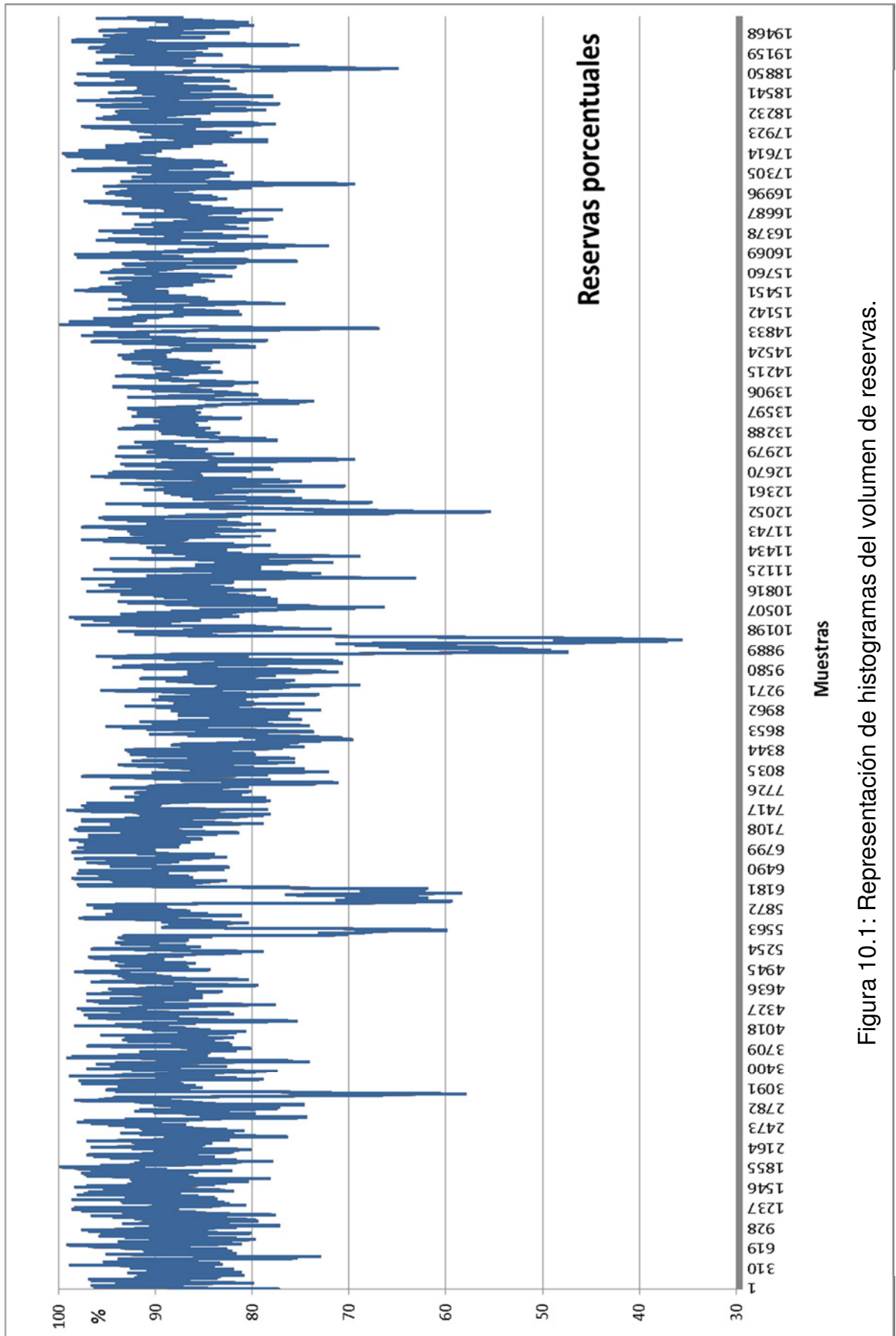


Figura 10.1: Representación de histogramas del volumen de reservas.

También es necesario anticiparse a los eventos de consumo conocidos, aumentando los niveles de reserva y los caudales de procesamiento de agua, lo que altera los flujos internos de agua y supone una oportunidad para maximizar la producción de energía.

11 Establecimiento del punto óptimo de funcionamiento de conducción y turbina

Tras determinar las variables, las curvas de rendimiento y los parámetros de funcionamiento de los sistemas de conducción y turbina, podemos establecer que a más caudal, más pérdidas se producen en la conducción, tal y como se aprecia en la figura 6.16 y en la figura 6.17. Por otro lado la turbina tiene un comportamiento radicalmente distinto, produce más energía cuanto más caudal es turbinado, por lo tanto presentan funciones inversas que han de ser evaluadas una frente a otra.

Encontrar el punto óptimo de funcionamiento de la conducción y la turbina, es fundamental para la optimización y consiste en la evaluación del sistema bajo todos los condicionantes, de forma que se pueda determinar el régimen y los caudales óptimos de funcionamiento, maximizando la función de rendimiento total y con ello la energía generada.

La evaluación del rendimiento se lleva a cabo en términos de porcentaje, y no en términos de pérdida de carga en metros. Así, la evaluación es más útil y descriptiva, y además permite evaluar la diferencia entre ambos modelos en porcentaje.

Partiendo de las bases expuestas en el punto **6.2.1 Estudio del río y su cuenca**, se acomete la optimización de la generación de energía eléctrica, ya que los ríos y embalses son por norma general la principal fuente de agua. En este estudio existen varios factores a tener en cuenta, como son:

- Las características estacionales de la cuenca. El estudio de los histogramas de las características hídricas a lo largo del año, permite conocer de antemano con cierta precisión las características del río en cada estación climática.
- Caudales a lo largo de varios periodos hidrológicos. Su estudio permitirá estimar la cantidad de agua disponible a lo largo del periodo hidrológico. Estos datos pueden ser consultados en las confederaciones hidrográficas, y suelen ser accesibles a través de internet.
- Elementos reguladores del caudal. La función de estos elementos es regular y estabilizar el caudal de la cuenca. Su existencia prácticamente asegura un caudal mínimo medio a lo largo del año, y que pueden ser:
 - Pantanos.
 - Embalses.
 - Canales.
 - Trasvases.

- Los usos, cesiones y derechos sobre el agua. Existen en todas las cuencas caudalosas, y no son de fácil consulta. Pueden clasificarse a su vez como:
- Derechos históricos adquiridos:
 - Abastecimiento a poblaciones.
 - Industrias relacionadas directa o indirectamente con el agua (Piscifactorías, procesos industriales, explotaciones agrícolas intensivas, etc.).
 - Centrales Hidroeléctricas.
 - Las zonas regadas por la cuenca. Estas zonas cuentan con derechos sobre el agua, generalmente de índole estacional (concentrada en los meses estivales).
 - Caudal ecológico de la cuenca. Es el caudal destinado al mantenimiento de la fauna y flora de la cuenca, y es fijado para cada cuenca en función de sus características únicas.
- Directivas marco europeas. Directivas en materias medio-hídricas y medioambientales, que afecten directa o indirectamente a la cuenca.
- Normativas, directivas, reglamentaciones, etc., tanto estatales como locales, que afecten a cualquier aspecto del río.
- Otras, todas aquellas características particulares de la cuenca que afectan al caudal del río, y al agua disponible en la cuenca.

Es necesario conocer y cuantificar estos factores, ya que pueden limitar la cantidad de agua disponible. Se debe tener en cuenta que el consumo humano es preferente respecto a otros usos, pero la generación de energía no lo es, y la prioridad de uso puede decantarse a favor de otras instalaciones productoras existentes en la cuenca de mayor eficiencia o de mayor tamaño.

La precisa medición de los parámetros de la cuenca en el punto de captación, son fundamentales para una gestión eficaz y eficiente de la cuenca y la captación, y con ello poder establecer el montante de agua disponible para poder ser captada.

Si se representa el rendimiento de la instalación según el modelo actual y según el modelo de Darcy-Weisbach, calculado anteriormente, se puede apreciar la diferencia de rendimientos entre el modelo real y el teórico de la conducción en la figura 11.1, según la ecuación (6.17) y la ecuación (6.18), respectivamente, según el caso práctico del Apéndice-A, tienen la forma siguiente:

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Darcy-Weisbach}}} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001$$

Ecuación del rendimiento de la conducción según Darcy-Weisbach. (6.17)

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Actual}}} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301 \quad (6.18)$$

Ecuación del rendimiento de la conducción modelo actual (modelo real).

Se hace notar, que la optimización se realiza sobre instalaciones en funcionamiento, y por ello es relativamente fácil obtener el modelo real de la conducción y muy recomendable de cara a obtener una optimización precisa.

En la figura 11.1 se pueden ver las curvas de rendimiento de la conducción para ambos modelos y la evolución de sus pérdidas de carga en porcentaje, a través de sus funciones representativas de segundo grado.

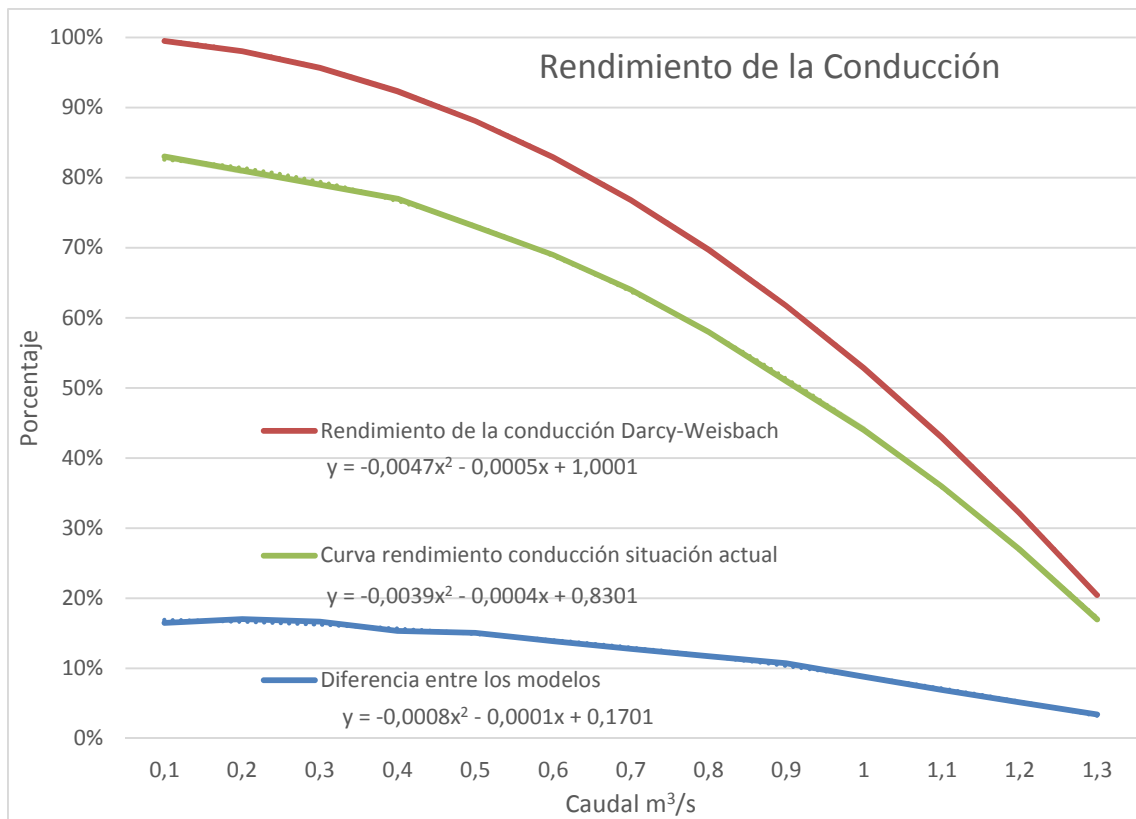


Figura 11.1: Evolución del rendimiento y pérdidas de la conducción.

Pero la figura 11.1 solo representa el comportamiento de la conducción, no aportan datos del funcionamiento conjunto generador de la instalación, por lo que es necesario tener en cuenta el resto de elementos de la instalación generadora, es decir, turbina, acoplamiento, generador y transformador, representados por la ecuación (6.26), (rendimiento del conjunto TGAT):

$$\eta_{\text{Conjunto}} = y = 9\text{E-}0'5 Q_{\text{entrada}}^3 - 0'022 Q_{\text{entrada}}^2 + 1'913 Q_{\text{entrada}} + 38'25$$

Ecuación de rendimiento del conjunto TGAT (6.26)

Si se representan las funciones de rendimiento de la conducción, frente al generador, acoplamiento mecánico, generador y transformador (grupo TGAT), en la misma gráfica (figura 11.2), se obtienen unos puntos de intersección, en los cortes de las curvas de rendimiento de la conducción con los del grupo TGAT.

Aparentemente los puntos de intersección de la figura 11.2 pueden ser candidatos a puntos óptimos de trabajo, pero **no se debe olvidar que las pérdidas de carga en la conducción aunque sean porcentuales hacen referencia a la pérdida de metros en el salto, mientras que el rendimiento del grupo TGAT está relacionado con su rendimiento.**

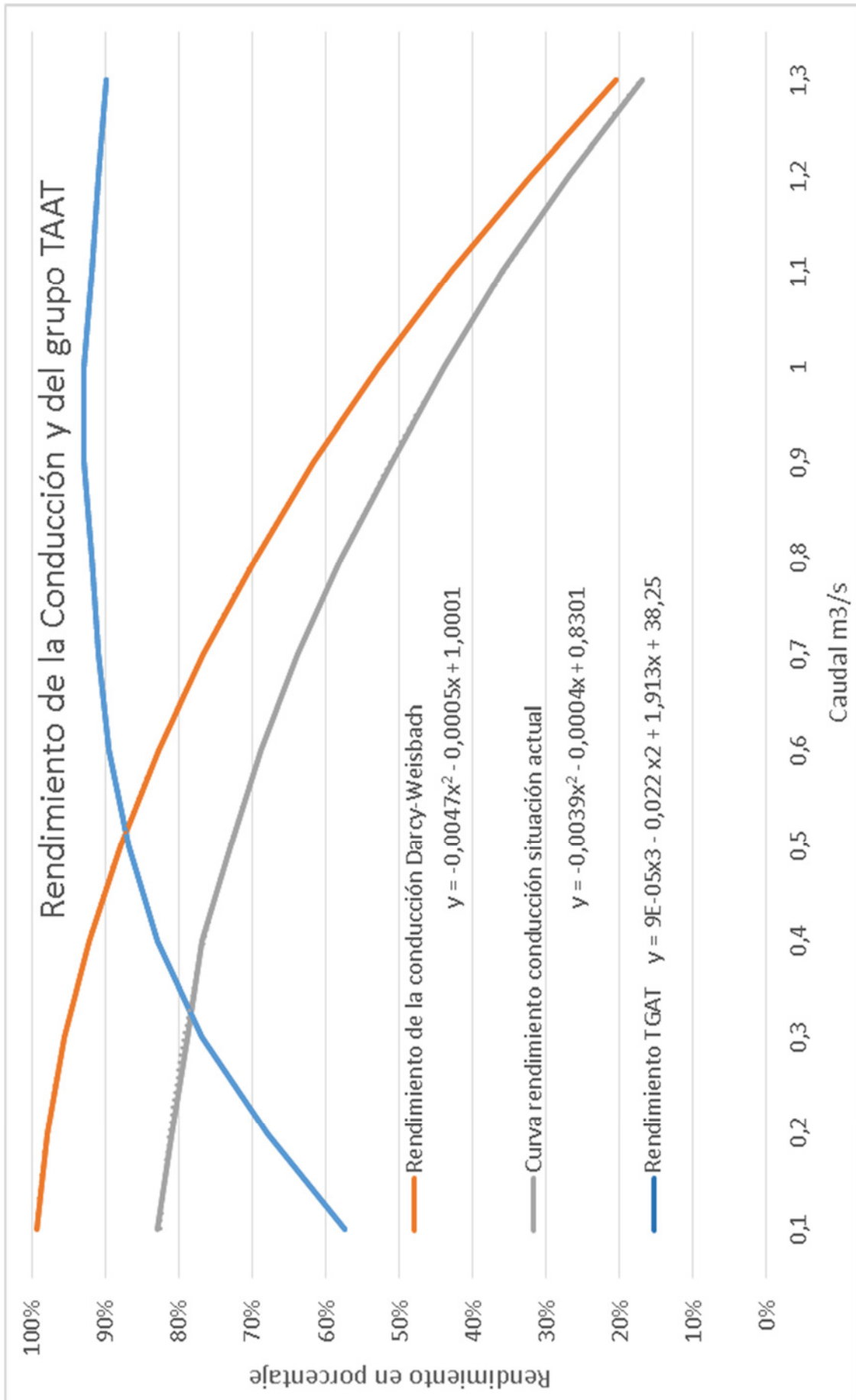


Figura 11.2: Rendimiento de la conducción actual y de Darcy-Weisbach frente a la función de rendimiento TGAT.

Es necesario fijar el punto de trabajo óptimo para el funcionamiento de la conducción y el conjunto TGAT. Para ello se calcula el rendimiento de la instalación generadora con todos sus elementos, incluida la conducción y sus curvas de rendimiento características. Este rendimiento se calcula en términos de energía generada, lo que se realiza en sendas simulaciones, cuyos resultados son representados numéricamente en la tabla 11.1, en la que se ha tomado como base de cálculo los datos del caso práctico del Apéndice-A.

Caudal (m ³ /s)	Potencia teórica máxima en captación.	Potencia teórica máxima tras la conducción	Potencia Generada método Actual	Potencia Corregida Objetivo
0'1	310'7808	309'1	184'38	163'84
0'2	621'5616	609'1	363'38	402'17
0'3	932'3424	891'87	531'8	671'78
0'4	1243'1232	1147'89	684'46	937'42
0'5	1553'904	1368'77	816'17	1173'13
0'6	1864'6848	1545'78	921'72	1362'45
0'7	2175'4656	1670'24	995'93	1497'43
0'8	2486'2464	1733'43	1033'61	1576'34
0'9	2797'0272	1726'67	1029'58	1600'3
1	3107'808	1641'24	978'64	1568'6
1'1	3418'5888	1468'45	875'61	1472'94
1'2	3729'3696	1199'59	715'29	1290'36
1'3	4040'1504	825'97	492'51	975'02

Tabla 11.1: Balance de potencia generada por cada modelo (kW).

En la figura 11.3, se ha representado los datos calculados de la tabla 11.1, donde se puede observar la cantidad de energía generada puntualmente para cada modelo. En dicha figura se representa en **amarillo** la **Potencia teórica máxima en captación**, que es la energía potencial del agua captada debida a su altura y por tanto inalcanzable desde el punto de vista técnico. También se representa en **azul** la **Potencia teórica máxima tras la conducción**, que corresponde a la energía potencial del agua tras la conducción y, por tanto, es el límite máximo de energía tras la conducción.

Continuando con la descripción de la figura 11.3, se representa en color **rojo** la **Potencia Corregida Objetivo**, que corresponde a la energía generada por la instalación generadora con las pérdidas de carga de Darcy-Weisbach y la curva de rendimiento del sistema turbina, acoplamiento mecánico, generador y

transformador (TGAT) y por tanto representa la energía teórica que puede ser obtenida del sistema.

Se puede observar que el máximo de energía para la curva **Potencia Corregida Objetivo** se da en 900 l/s (o 0'9 m³/s). Puesto que la representación de la figura 11.3 muestra el rendimiento de todos los elementos de la instalación, este se erige como punto óptimo de trabajo de la instalación en condiciones normales.

Analizando en la figura 11.3 la curva de **Potencia Generada método Actual**, se aprecia que el máximo se encuentra en 0'8 m³/s, y presenta valores de energía muy próximos para un caudal de 0'9 m³/s. Por tanto el punto óptimo de la instalación en este supuesto se encuentra entre 0'8 m³/s y 0'9 m³/s.

Además se ha marcado la energía generada en los puntos máximos, puntos descritos como óptimos, con el objetivo de poder ser comparados los modelos en dichos puntos, puesto que su evolución no es constante a lo largo de la curva. Dichos rendimientos se pueden ver en la tabla 11.2, junto con su rendimiento respecto al máximo valor teórico de energía generada.

Modelo	Potencia generada kW	Rendimiento en el punto óptimo
Potencia teórica máxima tras la conducción.	1733'43 kW	100%
Potencia Corregida Objetivo	1600'3 kW	92'2%
Potencia Generada método Actual	1033'61 kW	59'62%

Tabla 11.2: Representación de rendimientos en el punto óptimo de trabajo de la instalación.

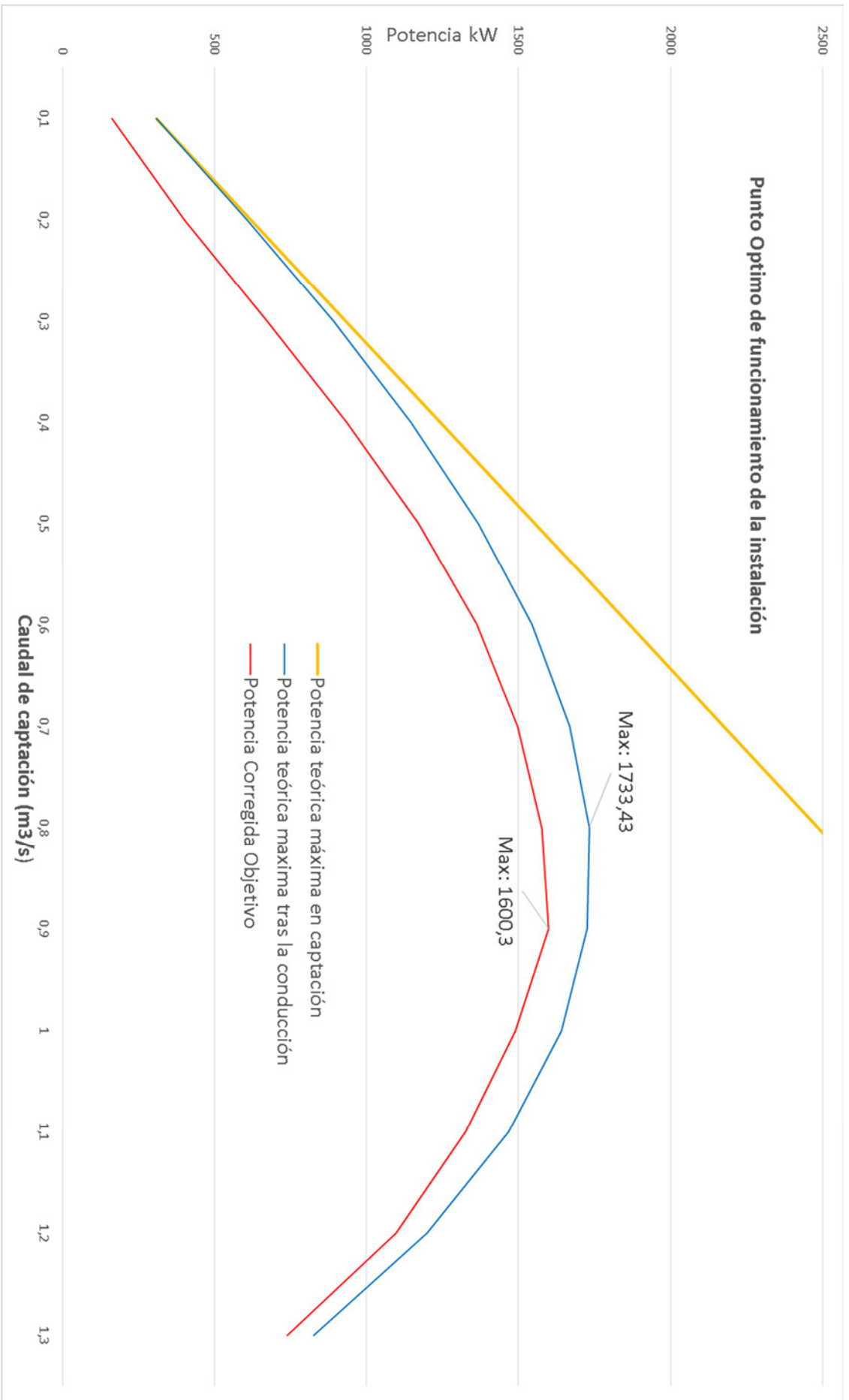


Figura 11.3: Energía generada por cada modelo y cálculo del punto óptimo de trabajo

12 Optimización de la producción de energía eléctrica a través de los objetivos anteriores

Como 5º y último objetivo se aborda la optimización de la generación de energía propiamente dicha, que es el objetivo global de los trabajos de investigación recogidos en esta tesis. Para ello se han estudiado todos los condicionantes y sistemas implicados en la consecución de dicho objetivo. Así se han llevado a cabo los siguientes estudios:

- Identificación de todos los sistemas implicados.
- Ponderación de la relevancia e importancia de cada sistema en el objetivo propuesto.
- Propiedades específicas del comportamiento de cada sistema relacionado con la generación de energía.
- Cálculo e identificación de las variables características de cada sistema, relevantes para el objetivo de optimizar la producción de energía eléctrica.
- Restricciones físicas existentes.
- Puntos óptimos de trabajo.
- Legislación y normativas aplicables.

Una vez realizadas todos los estudios e investigaciones anteriormente listadas, se obtienen los datos necesarios para la optimización de la generación de energía eléctrica. A continuación se detalla un resumen de las constantes, las variables, y los condicionantes de cada sistema y de los flujos de agua dentro de la ETAP, desde su recepción hasta su almacenamiento y consumo, que mostrará de forma simplificada el análisis del problema y ayudará a su comprensión.

El sistema predictivo, parte de las previsiones meteorológicas para un día concreto (Fecha, Hora, T_{Med} , Humedad rel, Velocidad del viento $_{Med}$), al introducir estos datos en el estimador Neuro-Fuzzy, se predice el consumo de agua para ese día a intervalos de una hora, dato fundamental para determinar la cantidad de agua que hay que tratar para mantener las reservas constantes.

Aunque el consumo es un valor numérico y cuantificable, es variable a lo largo del tiempo en función de las variables meteorológicas, por tanto no puede ser representado por un valor único, sino por una función constituida por las variables de la ecuación (12.1), del tipo:

$$f_{Consumo} = f \left(\begin{array}{c} \textit{Hora} \\ \textit{T}_{Med} \\ \textit{Humedad relativa} \\ \textit{Velocidad del viento}_{Med} \end{array} \right)$$

(12.1) Función de consumo dependiente de variables meteorológicas.

Los resultados de esta función corresponden a las previsiones del sistema Neuro-Fuzzy y son mostradas a modo de ejemplo en las figuras 6.7, 6.8, 6.11 y 6.12, donde se aprecia la evolución de las estimaciones y sus resultados, evaluando su desempeño en términos de error cuadrático medio RMSE y MAPE.

La captación del caso práctico del Apéndice-A presenta las siguientes características, que serán utilizadas a modo de ejemplo:

- Caudal medio anual: 5'965 m³/s.
- Mínimo anual (medias mensuales): 2'23 m³/s.
- Máximo anual (medias mensuales): 12'16 m³/s.
- Caudal mínimo mensual (medias diarias): 0'57 m³/s.
- Máximo mensual (medias diarias): 46'53 m³/s.

Estos datos muestran fehacientemente las características hidrológicas de una cuenca, mostrando diferentes escenarios, unos de extraordinaria abundancia y otros de una escasez extrema, aun contando con embalses que regulan el caudal del río. Estos escenarios se deben tener en cuenta a la hora de optimizar la generación de energía. En cualquier caso muestran las condiciones reales de un río y que son de incalculable valor en la optimización.

Se debe contemplar la obligación de respetar los caudales ecológicos y las distintas cesiones a otras instalaciones de la cuenca, tales como, piscifactorías, centrales hidroeléctricas, riego de cultivos, e incluso otras estaciones depuradoras. Teniendo en cuenta que el consumo humano tiene preferencia frente a otros usos y aprovechamientos secundarios, tomando los datos relativos al ejemplo propuesto, se tiene que:

- Caudal a respetar con **exceso de caudal** de 5'65 m³/s o 6 m³/s, donde se engloban las cesiones a las piscifactorías, centrales hidroeléctricas, riego de cultivos, y el caudal ecológico según la normativa de la Confederación hidrográfica encargada de la gestión del río.

- Caudal a respetar con **escasez de caudal** de 0'65 m³/s o 1 m³/s según normativa, que corresponde principalmente con el caudal ecológico. Habitualmente en los meses de Junio, Julio, Agosto, Septiembre, Octubre y Noviembre, donde la disponibilidad del agua es más escasa, dependiendo en gran medida de las precipitaciones acaecidas a lo largo del año y las condiciones de la cuenca del río.

Estos datos son únicos y exclusivos para cada cuenca, por eso es imposible fijarlos de forma general, y deben ser fijados de forma individual.

Una vez establecidos los parámetros de la captación respecto al caudal disponible en la cuenca del río, sin afectar negativamente al resto de cesionarios o a las condiciones del río, el resto del caudal puede ser aprovechado para el objetivo de optimización de generación de energía eléctrica, aprovechando los recursos existentes y haciendo la instalación más sostenible.

Se puede anticipar que en los meses en que hay una escasez de caudal en la cuenca el objetivo de maximizar la generación de energía pudiera pasar a un segundo plano, y no ser un objetivo prioritario aunque su correcta gestión elevará susceptiblemente la sostenibilidad de la instalación.

Tras un estudio pormenorizado del río, se tiene la capacidad de estimar en cada momento la cantidad de caudal disponible y conocer en todo momento las condiciones en la cuenca, redundando en una correcta gestión de los recursos del río, respetando en todo momento la fauna y el ecosistema en cuenca.

Por otro lado tenemos las variables de la conducción, representadas por las pérdidas de carga del sistema ΔH , calculado con la ecuación (12.2) y el Salto neto H_N calculado con la ecuación (12.3). Para los datos del caso de estudio tenemos:

Pérdida de carga:

$$\Delta H = 88m \cdot (1 - 0'609) = 34'4m \quad (12.2)$$

Y el salto neto H_N , ecuación (12.3) de la conducción:

$$H_N = 88m - 34'4m = 53'592m \quad (12.3)$$

Las variables de captación y conducción constituyen otra limitación sobre el caudal de captación y por consiguiente de la cantidad de energía hídrica máxima que se podrá convertir en energía eléctrica en el conjunto turbina generador, y que vendrán determinada por las ecuaciones de rendimiento. Las

ecuaciones que modelan la conducción son la ecuación (6.17) de Darcy-Weisbach y la ecuación (6.18) de rendimiento de la conducción real. De las dos, se aplicará la que mejor se ajuste a la conducción, desechando la menos precisa, según el caso.

$$\eta_{conducción_{Darcy-Weisbach}} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001 \quad (6.17)$$

Rendimiento de la conducción modelo actual:

$$\eta_{conducción_{Actual}} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301 \quad (6.18)$$

Las constantes del grupo turbina, acoplamiento mecánico y generador, son datos que limitan la generación de energía y modelan los puntos de trabajo de la instalación:

- Potencia turbina: 762 kW.
- Caudal máximo: 0'9 m³/s.
- Acoplamiento mecánico directo turbina-generador.
- Potencia generador 720 kW.
- El rendimiento del conjunto TGAT dependiente del caudal turbinado, como se puede apreciar en la figura 6.23 y que está determinado por la ecuación (6.26).

$$\eta_{conjuntoTGAT} = 9^{-0,5} Q_{entr}^3 - 0'022 Q_{ent}^2 + 1'913 Q_{ent} + 38'25 \quad (6.26)$$

La ecuación (6.9) necesita ser dividida en los rendimientos individuales de cada una de las partes del grupo turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador. A modo de ejemplo se usará el caso práctico del Apéndice-A:

- $\eta_{TURBINA} = 0'92$ turbinando el 80% del caudal nominal
 $0'83$ turbinando al 40% del caudal nominal
 $<0'80$ para un caudal de turbinado del 33% del caudal nominal (figura 6.23).
- $\eta_{ENLACE MECANICO} = 1$ acoplamiento directo.
- $\eta_{GENERADOR} = 0'953711$
- $\eta_{TRANSFORMADOR} = 0'98$

El siguiente paso es el tratamiento del agua en la planta, del que solo necesitamos conocer el caudal mínimo y máximo de entrada y la duración del proceso. Pueden existir otras variables, pero en esta tesis se pretende obtener resultados que sean transportables a todo tipo de instalaciones independientemente del proceso de planta principal.

- Q = caudal entrada, entre:
 - Min = 0'2 m³/s.
 - Max = 0'9 m³/s.
- t = tiempo de tratamiento entre 2 y 3 horas, según el caudal.

Una vez se ha realizado el tratamiento del agua en la planta, esta pasa a una etapa de almacenaje en piscinas o depósitos en los que permanece preparada para su consumo. La utilización de estas piscinas o depósitos de almacenaje es de gran importancia, ya que proporcionan una barrera que absorbe las crestas de consumo y proporcionan cierta autonomía en caso de avería, parada de mantenimiento o emergencia que pueda darse a lo largo de la vida de la instalación.

De las reservas interesa conocer la capacidad total y el nivel en el que se encuentran en cada momento, siendo el nivel representado en forma porcentual. Así, el volumen máximo de reserva del caso de estudio es de 62500 m³, lo que supone un nivel del 100%.

12.1 Ecuación de balance de flujos

Tras el estudio y recopilación de datos de todos los sistemas estudiados, la caracterización de los mismos por sus variables más representativas, la selección de los métodos resolutivos más adecuados, eficaces, eficientes y precisos mediante el estudio de sus particularidades, podemos representarlos conjuntamente en un mismo diagrama para observar el problema en su conjunto, tal y como muestra la figura 12.1.

Este diagrama también nos permite apreciar las relaciones y la relevancia de cada sistema con respecto a los demás. Así, en la figura 12.1, se observan las siguientes relaciones:

- El caudal de entrada es el mismo que el turbinado. Este caudal entra posteriormente en el proceso de potabilización, donde el proceso de tratamiento del agua añade una demora de tres horas. Finalmente este caudal llega a los depósitos de almacenamiento. La ecuación (12.4), refleja la relación de flujos dentro de la ETAP:

$$Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{turbinado}} = Q_{\text{Proceso } t} \quad (12.4)$$

$$Q_{\text{Proceso } t} \rightarrow Q_{\text{Proceso } t+1} \rightarrow Q_{\text{Proceso } t+2} \rightarrow Q_{\text{Proceso } t+3}$$

- Una de las premisas es mantener un nivel de reservas mínimo, el cual va a ser uno de los objetivos de la función de la optimización,

(por ejemplo el 80%). Esto se refleja en la ecuación (12.5), pero no en términos de caudal, sino de volumen:

$$0'8C_{\text{Capacidad almacenamiento}} = V_{\text{almacenado}} + V_{\text{entrada } t+3} - V_{\text{salida}} \quad (12.5)$$

Si se evalúa el balance de flujos dentro de la instalación y los montantes de agua en cada una de las diferentes etapas, se obtiene la ecuación (12.6), que corresponde con la ecuación de balance de flujos dentro de la instalación:

$$Q_{\text{entrada}} = \frac{0'8C_{\text{almacenamiento}} - V_{\text{almacenado}} + V_{\text{ent } t-1} + V_{\text{ent } t-2} + V_{\text{ent } t-3} - V_{\text{salida}}}{t} \quad (12.6)$$

12.2 Selección de los modelos de optimización

Dado que el sistema es dinámico y evoluciona en el tiempo, se hace necesario obtener un estimador que tenga en cuenta las siguientes premisas:

- Consumo de agua variable en el tiempo.
- Mantener un nivel mínimo de reservas.
- Cuantificar la cantidad de agua que está en los procesos internos de la planta.
- Estimar el montante de agua a aprovisionar.

Para ello, se contemplan tres métodos, el primero es el método básico de gestión, que hará las veces de modelo de control y que servirá para cuantificar la bonanza de las soluciones propuestas. Los otros dos métodos se plantean como posibles soluciones alternativas. Así los tres métodos a contemplar son:

1. Caudal de entrada constante (método actual).
2. Seguidor, la entrada de agua sigue al consumo, aplicando un modelo ARIMA.
3. Maximización de la función de balance de flujo, con restricciones (minimización de funciones con múltiples restricciones), con la minimización de la función Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker (conocida como KKT o método de multiplicadores de Lagrange).

Para elección del método óptimo hace falta la implementación y evaluación de cada uno de los tres anteriores. La validación de los datos y

el análisis pormenorizado de sus características principales hará más fácil la elección del método óptimo.

Analizando el primer método de caudal de entrada constante, representa el sistema más obvio e intuitivo, donde la entrada de agua es constante a lo largo del tiempo, con pequeñas variaciones. Para la evaluación de este método, se toman los registros de la instalación (en nuestro ejemplo los cedidos por la ETAP). Se convierte el caudal de entrada de m^3/s a porcentaje, lo que permitirá operar de forma compatible en todos los casos contemplados y su posterior evaluación y comparación.

El caudal medio de entrada o de captación de la instalación ha sido $0'266 \text{ m}^3/\text{s}$ o $266'6258 \text{ Litros/s}$, de forma más o menos estable a lo largo de los años, con pequeñas variaciones a lo largo del tiempo.

En periodos muy concretos se incrementa el caudal de entrada con el objetivo de reponer las reservas de agua y mantenerlas tan altas como sea posible. Este modo de operación se justifica por mantener una velocidad de tratamiento reducida que mejora la eficiencia de los tratamientos, mejorando la calidad del agua. No obstante la ETAP está diseñada para depurar agua de alta calidad, apta para el consumo humano, funcionando al máximo de su capacidad ($0'9 \text{ m}^3/\text{s}$).

En este primer método con caudal constante, el bajo caudal de entrada hace que el rendimiento de la generación de energía sea muy bajo, tal y como se ha visto en el punto **6.2 Establecimiento de las variables de captación y conducción**. Si se analizan los problemas del sistema, tenemos varios factores que afectan al rendimiento:

- Mal estado de la cámara de carga en el azud de la captación.
- Mal mantenimiento de la instalación de captación.
- Mala limpieza de rejillas en la captación.
- Mala alimentación de la conducción, lo que hace que tenga un régimen turbulento, perdiendo presión hidrostática e hidrodinámica.
- Mal estado de la conducción.
- El bajo caudal hace que la turbina trabaje muy por debajo de sus valores nominales de funcionamiento, y por tanto lejos de las zonas óptimas de rendimiento.

Estos problemas, hacen que el método de caudal constante sea aleje del óptimo desde el punto de vista del rendimiento, por no mencionar que el control sobre el nivel de reserva es arbitrario, y no permite reaccionar ante emergencias, de forma controlada y objetiva.

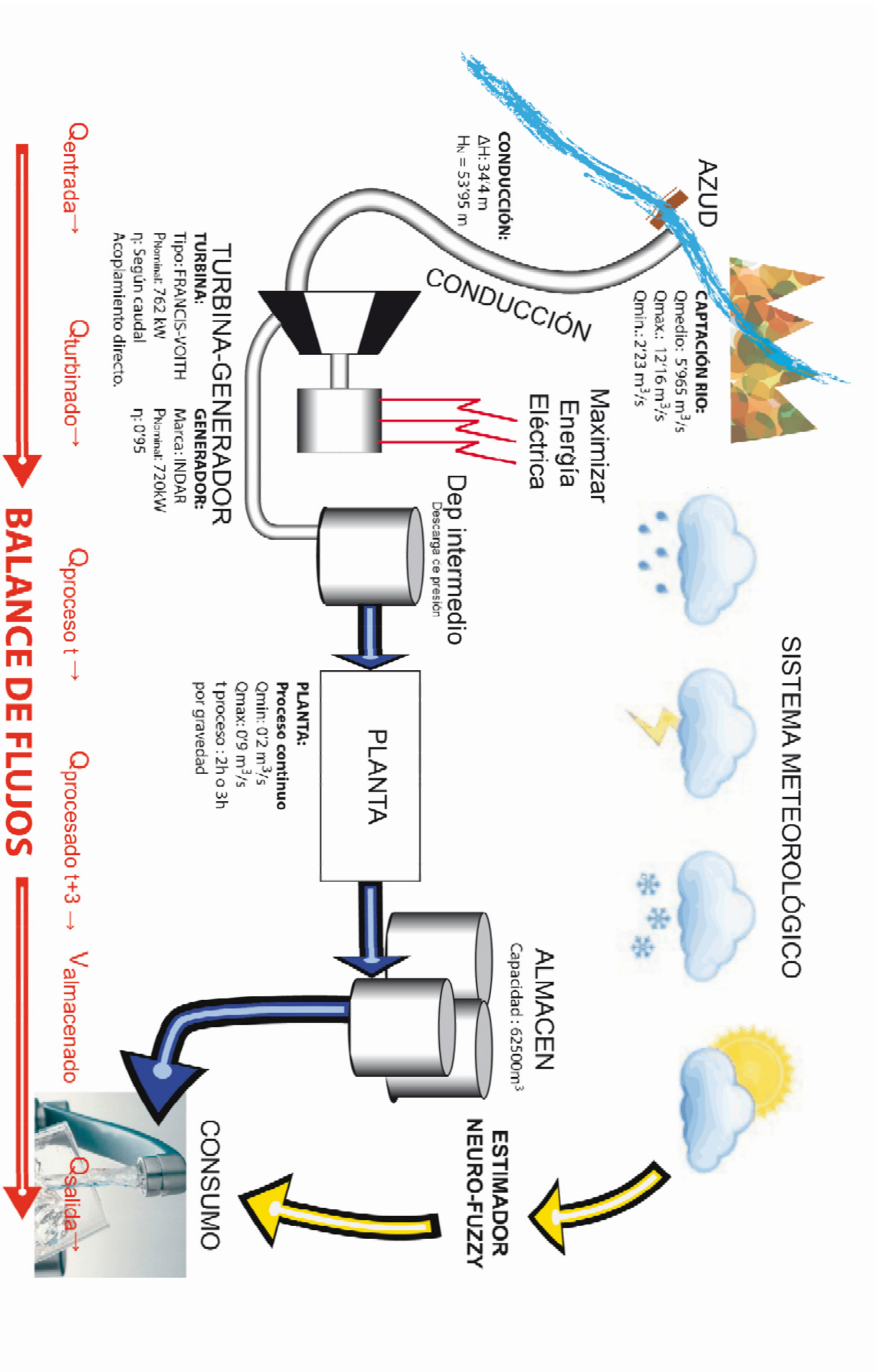


Figura 12.1 : Digrama de planta y Balance de Flujos dentro de la ETAP

El método del caudal constante no tiene en cuenta las restricciones y las variables de entorno que se dan en la cuenca del río y en los equipos de generación, no permite planificar paradas de mantenimiento, y su control se basa exclusivamente en almacenar agua en grandes cantidades.

En el segundo método, el seguidor, la entrada de agua sigue al consumo. Este método garantiza los niveles de reserva, ya que el consumo es instantáneamente repuesto. Para ello se implementa un modelo autorregresivo integrado de media móvil, conocido por sus iniciales en inglés ARIMA.

El método seguidor ARIMA implementa los retrasos introducidos por el proceso y cuantifica el montante de agua en cada estadio de la planta para tener un control total del volumen de agua. Presenta las siguientes características:

- Mantiene los niveles de reserva.
- Gran precisión en previsiones a corto plazo.
- Poca carga computacional.

Este método anula la oportunidad de controlar el caudal de agua de entrada, y por tanto, de aumentar el rendimiento de los sistemas de generación de energía y con ello el control sobre el caudal de entrada. La gestión del rendimiento es completamente aleatoria en función del consumo, y se pierde la oportunidad de programación de paradas, ya sean de mantenimiento o con otros fines.

Por otro lado, si se desea aprovechar la generación de energía en cada periodo de programación horaria, aprovechando las franjas donde el precio de la energía es más alto, este método no aportara control alguno, limitando su aplicabilidad y flexibilidad en cuanto a control se refiere. No contempla una gestión ampliada de restricciones, con lo que a priori no cumple con los objetivos marcados.

Como tercer método de resolución, se plantea el método de optimización por minimización de función Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker conocido como KKT o método de multiplicadores de Lagrange, para la resolución de problemas de optimización lineales y no lineales con restricciones de igualdad y desigualdad. Cambiando de signo una parte de la igualdad, se consigue la maximización de la función energía generada, dado que la función de energía generada es proporcional al caudal de entrada.

Una de las bondades más interesantes de este método es el conjunto de restricciones que se pueden aplicar. Estas pueden ser de dos tipos:

- Restricciones de contorno, así denominadas a las impuestas por cada uno de los sistemas.
- Restricciones externas, compuestas por todas aquellas impuestas por la estrategia de generación, normativas, etc. y en general todas aquellas ajenas a los elementos físicos de la propia ETAP.

La evaluación de estas restricciones junto con la función de balance de flujos, corresponden con el modelo denominado **modelo optimizado o método optimizado**.

Estas restricciones son descritas y definidas en su forma matemática y algebraica en los siguientes puntos, que se formalizan para el caso práctico estudiado en esta tesis, pero que serían particulares para cada instalación estudiada:

12.2.1 Restricciones del sistema de predicción del consumo de agua

El sistema de predicción del consumo de agua genera predicciones que son objetivos de la función de balance de flujos, que en si mismas son restricciones.

Sus predicciones (sobre el consumo de agua) se convierten en la cantidad de agua a reponer en las reservas, y para ello se contempla en forma de cómputo diario. Esto permite administrar cuando y cuanto volumen de agua se va a turbinar, y si es conveniente aprovechar la discriminación horaria tanto como sea posible. De esta forma el volumen total estimado de agua que va a ser consumido es igual a la suma de las estimaciones de consumo horario a lo largo de un periodo de 24 horas, según la ecuación (12.7), que corresponde al cómputo diario de consumo de agua.

$$V_{Total\ diario} = \sum_{i=0}^{23} V_i \quad (12.7)$$

Donde:

- $V_{Total\ diario}$: es el montante de agua diario estimado que se va a consumir en un día concreto.
- V_i : Estimación de consumo para una hora concreta del día.

Aunque sus predicciones son importantísimas puesto que fijan el volumen de agua a tratar, no presenta relaciones directas con el resto de sistemas, y por tanto, no se considera ninguna otra restricción de él.

12.2.2 Restricciones del Sistema de captación

Se debe de tener en cuenta que hay que respetar el caudal ecológico de la cuenca, que para la cuenca de estudio del río Iregua está fijada en $0'65\text{m}^3/\text{s}$ y se prevé que se fije en un futuro en $1\text{ m}^3/\text{s}$, según la legislación que sea de aplicación.

Se detectan momentos en los meses de Julio, Agosto y Septiembre donde se hace aconsejable no anteponer la maximización de generación de energía frente a otros objetivos. Para estos casos se aportan varias alternativas y soluciones en el capítulo de Conclusiones de esta tesis, en las que se procura maximizar el rendimiento energético aunque se reduzcan los niveles de captación.

El sistema de la cuenca presenta los siguientes valores de caudal, valores que se deben tener en cuenta a la hora de definir las restricciones propias del río según sus características propias:

- Caudal medio anual: $5'965\text{ m}^3/\text{s}$.
- Mínimo anual (medias mensuales): $2'23\text{ m}^3/\text{s}$.
- Máximo anual (medias mensuales): $12'16\text{ m}^3/\text{s}$.
- Caudal mínimo mensual (medias diarias): $0'57\text{ m}^3/\text{s}$.
- Máximo mensual (medias diarias): $46'53\text{ m}^3/\text{s}$.

Es habitual que este tipo de datos puedan obtenerse de la instalación sometida a estudio o la confederación hidrográfica u organismo encargado de su gestión. No obstante es recomendable la instalación en el azud de captación de un medidor de caudal, que permita medir el caudal de la cuenca, lo que es una buena medida de cara a conocer el estado del río en todo instante.

Una vez estudiado el caudal en la cuenca del río se puede fijar el caudal de captación, teniendo en cuenta el estado de la cuenca en cada ciclo hidrográfico, que vienen dados por las ecuaciones (12.8), (12.9) y (12.10):

- Con bonanza de caudal (caudal igual o superior a $5'5\text{ m}^3/\text{s}$) el caudal de captación se calcula con la ecuación (12.8):

$$Q_{\text{captación}} = Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{max}} = 0'9\text{ m}^3/\text{s} \quad (12.8)$$

- Con escasez de caudal ($1'2 \text{ m}^3/\text{s} < Q_{\text{cuenca}} < 5'5 \text{ m}^3/\text{s}$), se penaliza porcentualmente a todos los cesionarios, así el caudal de captación se calcula con la ecuación (12.9):

$$Q_{\text{captación}} = Q_{\text{entrada}} = \frac{Q_{\text{cuenca}}}{5'5 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}} * 0'7 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} + 0'2 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (12.9)$$

- Con caudal mínimo en la cuenca ($0 \text{ m}^3/\text{s} < Q_{\text{cuenca}} < 1'2 \text{ m}^3/\text{s}$), situación excepcional o de emergencia, el caudal de captación se calcula con la ecuación (12.10), que asegura el caudal ecológico en el río.

$$Q_{\text{captación}} = Q_{\text{entrada}} = 0'2 \text{ m}^3/\text{s} \quad (12.10)$$

En situaciones excepcionales o de emergencia, con un caudal en la cuenca excesivamente bajo convendría estudiar la situación de los embalses de la cuenca, para garantizar el caudal mínimo en la misma y garantizar el agua para consumo humano, dando preferencia a dicho uso. Esto debería acompañarse de medidas excepcionales de cortes de suministro, racionamiento, concienciación a través de los medios de comunicación, etc.

12.2.3 Restricciones del Sistema de conducción

El sistema de conducción impone principalmente dos restricciones, la primera limita el caudal máximo que puede conducir, el cual es de $1'3 \text{ m}^3/\text{s}$. Ahora bien, se toma como caudal límite el nominal del sistema generador que coincide con el punto óptimo de trabajo según la figura 11.3, y que se muestra en la ecuación (12.11).

$$Q_{\text{max}} = 0'9 \text{ m}^3/\text{s} \quad (12.11)$$

La segunda restricción es que se debe intentar que el caudal que transporte sea lo más cercano posible al caudal óptimo en cada caso, lo que permitirá minimizar las pérdidas de carga en la conducción.

En este sistema se considera el rendimiento actual de la conducción algo inferior al 80%, y debería estar cerca del 95% para los valores de caudal de captación tratados, además de la inestabilidad que presenta el rendimiento. Por ello se va a considerar la función de pérdidas del sistema actual en lugar de la teórica de Darcy-Weisbach como mejor opción.

Para que los resultados obtenidos sean comparables y significativos, y las mejoras aportadas por cada método de gestión puedan ser mesurables en una misma escala, se han convertido las pérdidas de carga expresadas en metros a rendimiento en valores porcentuales.

12.2.4 Restricciones del Sistema Generador

El sistema Generador plantea sus propias restricciones, como el caudal máximo de agua que puede turbinar, fijado en la ecuación (12.8), por lo que no es necesario añadirla nuevamente como restricción.

El rendimiento del conjunto turbina, acoplamiento, generador y transformador es uno de los aspectos más importantes a la hora de optimizar el rendimiento y maximizar la generación de energía eléctrica. Así maximizar la ecuación (6.26) es un objetivo del proceso de optimización.

Para fijar el valor de rendimiento del sistema generador, se calculan y computan los rendimientos de cada una de sus partes por separado. El primero, la turbina, presenta una curva de rendimiento en función del caudal, como se muestra en la figura 6.23. Para el resto de elementos (acoplamiento mecánico, el del generador y transformador), se funden los rendimientos individuales en una única ecuación, ya que su aplicación como restricción al modelo optimizado es más sencillo. Además su desempeño computacional mejora notablemente, por lo que se ha definido con la ecuación de rendimiento del conjunto TGAT en la ecuación (6.26), que representa de forma conjunta el rendimiento del sistema de generación.

12.2.5 Restricciones del Sistema de tratamiento o planta

El sistema de tratamiento no ha sido caracterizado completamente en todos sus aspectos, pero si lo ha sido en los relacionados con la generación de energía eléctrica. Con esto, las conclusiones que se puedan extraer serán **transportables a todo tipo de instalaciones** con un proceso principal y un sistema de generación de energía asociado.

De esta manera todas las recomendaciones son aplicables a la hora de maximizar la generación de energía en cualquier instalación cuya función principal no sea la generación de energía eléctrica.

Estudiado el proceso de tratamiento de agua de la instalación, los parámetros a tener en cuenta son:

- **El tiempo de permanencia del agua en el proceso**, ya que añade un retraso al flujo de agua. Para el caso de estudio este

retraso viene determinado en función del flujo de agua de entrada el cual se ha fijado en 3 horas.

- **La cantidad de agua en cada uno de las etapas** o fases hasta llegar a los depósitos de almacenamiento, la forma de medir estos montantes de agua puede ser abordada por distintos métodos, por ejemplo:
 - La más directa y lógica, sería, medir los montantes de agua en cada uno de los estadios internos del tratamiento, lo que es factible por la existente infraestructura interna de la ETAP.
 - La más sencilla y estándar, registrar en intervalos regulares (pj: cada hora) el caudal de entrada de agua, lo que es registrado por la propia instalación y elimina las incertidumbres en las medidas de múltiples registradores, y proporciona una lectura totalmente fiable para el propósito de optimización.

La propia ecuación (12.12) de balance de flujos recoge las variables de la planta en forma de Volumen, como $V_{ent\ t-1}$, $V_{ent\ t-2}$ y $V_{ent\ t-3}$, es decir el volumen recibido en los tres periodos anteriores, añadiendo la dimensión temporal con los índices t, podemos así, calcular el volumen de agua dentro de la instalación a lo largo del tiempo.

$$Q_{entrada} = \frac{0'8C_{almacenamiento} - V_{almacenado} + V_{ent\ t-1} + V_{ent\ t-2} + V_{ent\ t-3} - V_{salida}}{t}$$

Ecuación de balance de flujos dentro de la instalación (12.12)

Estos parámetros por su carácter generalista, pueden caracterizar cualquier proceso, independiente de la naturaleza del mismo, en sintonía con los **principios de transportabilidad y escalado** anteriormente mencionados.

12.3 Restricciones externas

Una vez definido el de balance de flujos en la ecuación (12.12) junto con las restricciones de contorno a evaluar, se comienza con el estudio de la estrategia de captación más apropiada. El objetivo es maximizar la generación de energía eléctrica, con lo que se generan nuevas restricciones a tener, denominadas restricciones externas. Algunas de estas restricciones son redundantes, y están basadas en las siguientes premisas:

- Captar y turbinar la máxima cantidad de agua, siempre que sea posible, de cara a contener las pérdidas en la conducción de

agua, y maximizar el rendimiento del grupo generador TAGA, según la ecuación (12.11). Se persigue en todo momento hacer funcionar la instalación en el punto óptimo de funcionamiento.

$$Q_{max} = 0'9 \text{ m}^3/\text{s} \quad (12.11)$$

Caudal óptimo objetivo.

- Restricción de mínimos (puede existir o no). Es una restricción dependiente del tipo de proceso de planta. Es posible que se precise un caudal mínimo, según la naturaleza del proceso, para que las operaciones en planta no queden interrumpidas en ningún momento. En el caso de estudio se ha fijado el caudal mínimo en $0'2 \text{ m}^3/\text{s}$, tal y como refleja la ecuación (12.10):

$$Q_{min} = 0'2 \text{ m}^3/\text{s} \quad (12.10)$$

Caudal de entrada mínimo.

A modo de resumen de las restricciones anteriores, se tiene que el caudal de entrada va de oscilar entre el óptimo (manteniéndolo a lo largo del tiempo, tanto tiempo como sea posible), y el mínimo necesario para mantener los procesos de la planta y no paralizarlos, según se muestra en la ecuación (12.13):

$$0'2 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q_{entrada} \leq 0'9 \text{ m}^3/\text{s} \quad (12.13)$$

Ecuación de caudal de entrada, valores máximo y mínimo

La regulación del caudal de entrada en valores instantáneos no es práctica y tampoco es óptima, pero sí lo es en cómputo diario. Las previsiones de consumo hacen posible regular el caudal de entrada. Esta estrategia brinda la posibilidad de captar el máximo de caudal en una franja horaria determinada, y con ello maximizar el rendimiento de los elementos conducción y grupo TAGT.

Como estrategia de operación se plantea un ciclo con histéresis, que balancea el caudal de entrada entre el Q_{max} y el Q_{min} , definidos en la ecuación (12.13). Se calculan los periodos o intervalos horarios en los que se ha de introducir el caudal máximo en la planta, mediante la ecuación (12.14), para hacerlos coincidir con las horas en que el precio de la energía es mayor, y el resto del tiempo se le asignará el caudal mínimo o de mantenimiento.

$$Periodos_{Q_{max}} = \frac{\sum_{i=0}^{23} Q_{Salida} - 24 \times Q_{min}}{Q_{max}} \quad (12.14)$$

Periodos de programación a turbinar a Qmax, en cómputo diario.

Gestionando la captación de agua, compensando en cómputo diario el consumo de agua por parte de los consumidores, y manteniendo las reservas constantes, se añade la dimensión temporal a la ecuación de balance de flujos dentro de la instalación. Esta estrategia es muy recomendable en instalaciones del tipo b.5.2, con potencia superior a 10 MW.

Como se puede apreciar en la tabla 12.5, se aprovecha al máximo las horas de máxima remuneración, donde el precio de venta de energía eléctrica es mayor, y mantener el caudal mínimo o en su caso un caudal residual el resto del día cuando el precio de la energía es menor, obsérvese la tabla 12.1.

Escenario con generación en periodos de programación:

Distribución de precios de la energía eléctrica: Horario Invierno																							
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Horas menor remuneración											Horas mayor remuneración												

Distribución de precios de la energía eléctrica: Horario Verano																							
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Horas menor remuneración											Horas mayor remuneración												

Tabla 12.1: Distribución horaria de precios.

$$\begin{array}{l}
 \text{Con discriminación horaria} \\
 \text{Invierno}
 \end{array}
 \left\{ \begin{array}{ll}
 0h \text{ a } 11h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\
 11h \text{ a } P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\
 P_{Q_{max}+1} \text{ a } 21h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\
 21h \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min}
 \end{array} \right.$$

$$\begin{array}{l}
 \text{Con discriminación horaria} \\
 \text{Verano}
 \end{array}
 \left\{ \begin{array}{ll}
 0h \text{ a } 12h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\
 12h \text{ a } P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\
 P_{Q_{max}+1} \text{ a } 22h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\
 22h \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min}
 \end{array} \right.$$

Tabla 12.2: Estrategia de captación y turbinado en escenario de discriminación horaria Invierno/Verano.

Donde:

- $P_{Q_{max}}$: corresponde al número de periodos a turbinar a caudal máximo Q_{max} .

Como el rendimiento de la instalación generadora de energía eléctrica es proporcional a la cantidad de caudal de entrada, es recomendable establecer el caudal en el caudal óptimo, se aplique histéresis.

Otra estrategia a aplicar en las instalaciones del tipo b.4.2, cuya potencia es inferior a 10 MW, consiste en no contemplar la producción de energía en las horas de más retribución, ya que estas instalaciones no suelen entrar en el mercado diario de energía.

Estas instalaciones suelen verter su producción cuando la producen y la remuneración recibida es la equivalente al mercado intradiario (que corresponde a la media ponderada del precio de la energía en cada periodo de programación para cada día).

Así, esta estrategia se refleja en la tabla 12.3, y viene motivada por el estado actual del mercado de energías renovables que no aporta grandes ventajas para las instalaciones del tipo b.4.2, en cuanto a rendimiento económico. Este aspecto ya ha sido comentado anteriormente y se volverá a incidir sobre él más adelante.

$$\text{Sin discriminación horaria} \left\{ \begin{array}{ll} 0h \text{ a } 8h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 9h \text{ a } P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\ P_{Q_{max}+1} \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \end{array} \right.$$

Tabla 12.3: Estrategia de turbinado en escenario sin discriminación horaria.

Con esta estrategia se pierde cierta ventaja competitiva al no aprovechar los mejores precios de generación, pero representa para instalaciones pequeñas ventajas estratégicas como:

- Poder centrar el máximo de tratamiento y generación de energía en horas donde sea más ventajoso para la instalación.
- Simplificar la gestión, reduciendo el número de procedimientos diarios en la planta, liberando la planta de periodos intensos de trabajo.
- Optimizar la organización de los turnos de trabajo, concentrando la mayor parte de la captación en los turnos con más trabajadores en

planta, y mantener un personal mínimo el resto de turnos de trabajo.

- Mantener la captación y la generación de energía a sus valores óptimos durante periodos de tiempo más largos y, por tanto, mejorar los niveles de rendimiento del sistema de generación de energía.

Se deja abierto evaluar estas ventajas y otras con más profundidad para cada una de las instalaciones de aplicación de este estudio.

Hay que contemplar que en determinados escenarios y muy puntualmente, la demanda de agua diaria pudiera superar el volumen máximo de captación y tratamiento de la instalación para uno o varios días consecutivos de un determinado periodos.

A este caudal se le denomina **caudal excedente de demanda**, calculado mediante la ecuación (12.15), y debe contemplarse como un evento aislado. Este excedente se acumula para compensarlo al día o días siguientes, y así sucesivamente, con el objetivo de mantener las reservas constantes.

$$V_{Excedente\ de\ demanda} = V_{Total\ diario} - Q_{max} * 24h \quad (12.15)$$

Cálculo del volumen excedente de demanda.

Donde:

- $V_{Excedente\ de\ demanda}$: Representa el volumen de agua a compensar, si este valor es negativo o cero, la compensación es nula.
- $V_{Total\ diario}$: Es el montante de agua diario estimado que se va a consumir en un día concreto.
- Q_{max} : Es el caudal máximo de captación de la instalación.

Si este evento se prolongara en el tiempo, habría que analizar las causas y obrar según las conclusiones, cambiando la estrategia de gestión de la planta o ampliando las instalaciones.

La aparición y gestión del caudal excedente de demanda, modifica la ecuación (12.7), quedando definida según la ecuación (12.16):

$$V_{Total\ diario}_d = V_{Excedente\ de\ demanda\ d-1} + \sum_{i=0}^{23} V_{d_i} \quad (12.16)$$

Cómputo diario de consumo de agua con compensación de excedente de demanda.

Donde el subíndice d de la ecuación (12.16) representa el día que se está evaluando, y el subíndice $d-1$ representa el día anterior.

12.4 Implementación del modelo optimizado

Una vez cuantificadas y justificadas las restricciones, se plantea el balance de flujos dentro de la instalación, teniendo como objetivo, mantener las reservas de agua en el 80% de la capacidad de almacenamiento total.

A continuación se representan en forma matemática las restricciones de los sistemas implicados (restricciones de contorno), junto a aquellas debidas a la estrategia adoptada y a los factores externos (restricciones externas) a aplicar por el modelo optimizado. Estas serán computadas en forma de simulación, para su posterior análisis y se pueden consultar en la tabla 12.4:

- $$Q_{entrada} = \frac{0'8C_{almacenamiento} - V_{almacenado} + V_{ent\ t-1} + V_{ent\ t-2} + V_{ent\ t-3} - V_{salida}}{t}$$
 (12.12)

- $$V_{Total\ diario\ d} = V_{Excedente\ de\ demanda\ d-1} + \sum_{i=0}^{23} V_{d_i}$$
 (12.16)

- $$Q_{entrada} \begin{cases} Si\ Q_{cuenca} \geq 5'5 \frac{m^3}{s} & \longrightarrow Q_{entrada} = Q_{max} = 0'9 \frac{m^3}{s} \\ Si\ 1'2 \frac{m^3}{s} \leq Q_{cuenca} \leq 5'5 \frac{m^3}{s} & \rightarrow Q_{entrada} = \frac{Q_{cuenca}}{5'5 \frac{m^3}{s}} \times 0'7 \frac{m^3}{s} + 0'2 \frac{m^3}{s} \\ Si\ 0 \frac{m^3}{s} \leq Q_{cuenca} \leq 1'2 \frac{m^3}{s} & \longrightarrow Q_{entrada} = 0'2 \frac{m^3}{s} \end{cases}$$
 (12.8), (12.9), (12.10) respectivamente

- $$Q_{max} = 0'9\ m^3/s$$
 (12.11)

- $$Q_{min} = 0'2\ m^3/s$$
 (12.10)

- $$\eta_{conjunto\ TGAT} = 9E-0'5\ Q_{entrada}^3 - 0,022\ Q_{entrada}^2 + 1'913\ Q_{entrada} + 38'25$$
 (6.26)

- $$\eta_{conducción\ Darcy-Weisbach} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001$$
 (6.17)

- $$\eta_{conducción\ Actual} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301$$
 (6.18)

- $$\begin{matrix} Con\ discriminación\ horaria \\ Invierno \end{matrix} \begin{cases} 0h\ a\ 11h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 11h\ a\ P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\ P_{Q_{max}+1}\ a\ 21h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 21h\ a\ 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \end{cases}$$
- $$\begin{matrix} Con\ discriminación\ horaria \\ Verano \end{matrix} \begin{cases} 0h\ a\ 12h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 12h\ a\ P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\ P_{Q_{max}+1}\ a\ 22h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 22h\ a\ 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \end{cases}$$

Tabla 12.2

- $$\begin{matrix} Sin\ DH \end{matrix} \begin{cases} 0h\ a\ 8h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 9h\ a\ P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\ P_{Q_{max}+1}\ a\ 21h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 21h\ a\ 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \end{cases}$$
 Tabla 12.3

Tabla 12.4: conjunto de restricciones del sistema.

Por tanto, el modelo optimizado obtiene las predicciones de consumo de agua para un día completo a través del modelo de predicción Neuro-Fuzzy que utiliza como entrada las variables meteorológicas. A su vez este va corrigiendo sus estimaciones en función de la medición constante de las variables atmosféricas y del consumo real con lo que se reduce notablemente el error.

Una vez realizadas las predicciones, se calcula el total de consumo de agua previsto para un día concreto y se evalúa la estrategia de optimización de energía eléctrica más eficiente.

Como el volumen de agua a captar coincide con el consumo de agua previsto, se asegura que las reservas permanecerán constantes a lo largo del tiempo.

El punto fuerte e innovador del modelo optimizado, es la inclusión de todas las restricciones anteriormente descritas, que definen el comportamiento del modelo, que es descrito de forma explicativa y relatada a continuación:

1. Comprobación la disponibilidad de caudal en la cuenca del río, para fijar los valores de captación de agua disponibles en cada momento, y con ello el máximo caudal de turbinado.
2. Se estima el montante de agua que va a ser consumido un día concreto a través de las variables meteorológicas (modelo Neuro-Fuzzy).
3. Se calcula el montante total de agua para mantener el caudal mínimo o de mantenimiento a lo largo del día, ya que se ha impuesto una restricción de $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$, para respetar el caudal mínimo.
4. Se aplica la ecuación de balance de flujos (12.12) con todas las restricciones de la tabla 12.4, y al montante total de agua, se le resta la suma de los caudales de mantenimiento a lo largo de todo un periodo (24 horas), resultando un caudal denominado excedente.

Se calculan los valores de captación para cada hora punta del periodo de discriminación horaria, distribuyendo el volumen de agua a captar o turbinar a lo largo de dicho periodo, teniendo en cuenta las restricciones de captación y que el caudal máximo es de $0.9 \text{ m}^3/\text{s}$. Con esto se maximiza el rendimiento de todos los elementos de la cadena implicados en la generación de energía.

Si el caudal excedente no es suficiente para cubrir todo el periodo de discriminación horaria punta, se turbinar al máximo del caudal

hasta que se cubra el caudal excedente, y el resto de periodos se reduce el caudal de captación al caudal mínimo estipulado para cada instalación (si los hubiera).

5. Si tras distribuir los caudales a lo largo del día en las franjas horarias de máxima y mínima generación a sus valores de caudal máximo y mínimo respectivamente, resultara un caudal excedente, y teniendo en cuenta el objetivo de mantener las reservas constantes (p_j: entorno al 80%), se adoptara una de las siguientes estrategias:
 - a. El excedente se distribuirá proporcionalmente incrementando el caudal mínimo de mantenimiento en los periodos valle, aumentando el rendimiento medio en cada periodo.
 - b. El excedente se concentrará en, por ejemplo, los periodos contiguos a la franja horaria punta, aun cuando el precio de la energía pueda ser menor, pero incrementando los rendimientos de la conducción y la turbina, y obteniendo así un mayor rendimiento técnico y económico.

No es posible decantarse por una o por otra solución, ya que depende de la cantidad de caudal excedente. Para poder evaluar este detalle se realiza una tanda de simulaciones con distintos caudales y distintas estrategias de captación, para posteriormente representarlas en la gráfica representada en la figura 12.2 y poder analizar los resultados. En dicha figura se muestra que para caudales que incrementen el volumen turbinado en cada periodo por encima del 56'2% de la capacidad nominal, es más rentable económicamente y en términos de rendimiento la **opción a)**, pero que para caudales inferiores es mejor la **opción b)**, debido a que al distribuir el caudal a lo largo de más periodos, el rendimiento total aumenta, según la figura 12.2.

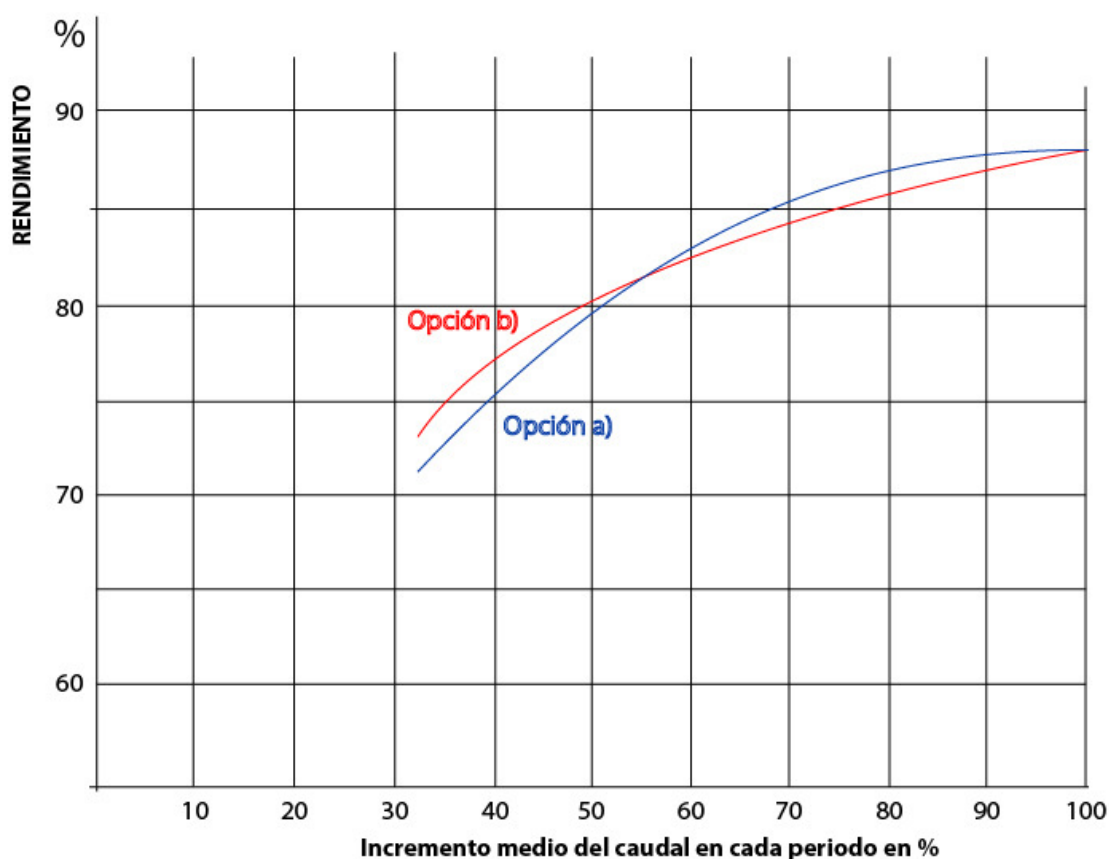


Figura 12.2: Rendimiento de las estrategias a. y b. de turbinado de excedentes.

Si se analizan la gráfica de la figura 12.2, se aprecia que no parten del mismo punto, como cabría esperar, puesto que al incrementar en un solo periodo al caudal máximo el rendimiento medio se ve incrementado en un 2'26%, pero si este caudal lo repartimos en varios periodos el rendimiento medio apenas se ve afectado en un 0'47% a lo largo de todo los periodos.

Se seleccionará la opción que mejores resultados ofrezca en cada instalación

- Si el excedente superase la capacidad máxima de la instalación para un periodo de 24 horas, este se acumularía para el día siguiente. Aunque el modelo propuesto lo contempla no debe de ser una situación habitual. Si esta situación se produjera a lo largo de periodos temporales continuos, habría que analizar las causas y la posibilidad de plantearse aumentar la capacidad de tratamiento de la de la instalación.

12.5 Simulación del modelo optimizado

Para validar los modelos propuestos como sistemas de optimización de generación de energía, y evaluar el desempeño de cada uno de ellos, se lleva a cabo una simulación con los datos registrados en la ETAP del Apéndice-A.

Representando comparativamente en la misma gráfica los resultados cada uno de los modelos se puede comparar el desempeño de los mismos. Se ha realizado la simulación de un año, que representa un ciclo hidrológico completo. Se muestra dividido en trimestres, para mejorar la visualización y análisis de los datos, ya que la gran carga de datos los vuelve ininteligibles en el caso de ser representados en una única gráfica

Los resultados de la simulación son mostrados en las figuras 12.3, 12.4, 12.5 y 12.6, permitiéndonos posteriormente someterlas a análisis, obteniendo resultados significativos y comparables.

Para la simulación se han tomado los registros del año 2014, pero para el entrenamiento del estimador de consumo Neuro-Fuzzy se han tomado los años 2012 y 2013, por resultar más significativos para la simulación.

Por otro lado se simula el modelo de seguidor del consumo ARIMA, para su comparación, con los mismos datos de entrada, lo que permite evaluar su rendimiento frente a otros modelos.

Las pérdidas de carga de la conducción han sido estimadas para los distintos caudales, a través de las curvas de rendimiento de la conducción calculadas anteriormente.

La simulación representada en las citadas figuras presenta una carga computacional enorme, además de un gran consumo de recursos del sistema informático de simulación.

En las figuras, las distintas curvas representan:

- Energía generada (kWh) modelo actual: es la representación de la generación de energía registrada por la ETAP (representada en color azul).
- Energía generada (kWh) modelo ARIMA: corresponde con la simulación sobre los mismos registros de la ETAP para el método actual, pero gestionando la captación de agua mediante métodos ARIMA (representada en color rojo).
- Energía generada (kWh) modelo OPTIMIZADO: corresponde con la simulación sobre los mismos registros de la ETAP para el

método actual, pero gestionando la captación de agua con el método minimización de funciones con restricciones lineales y no lineales, conocida como multiplicadores de Lagrange con las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (representada en color verde).

La simulación presenta varios detalles dignos de destacar:

- Se debe puntualizar que la representación de **Energía generada (kWh) modelo actual** (color azul), no es una simulación, si no la representación real de los datos de generación eléctrica de la instalación sometida a estudio. Muestra registros donde la producción de energía eléctrica es cero, que en las simulaciones no se da. La razón es que la representación del método actual corresponde con la realidad, mientras que el método ARIMA y el método optimizado son simulaciones y no presentan los imprevistos del día a día, factor a tener en cuenta, aunque no es resultado especialmente relevante.

Se ha pretendido mostrar la realidad de funcionamiento de una instalación, y dejar constancia de estos detalles.

- Se puede apreciar en la figura 12.4 y figura 12.5, en la simulación del **modelo Optimizado** (representado en color verde), que el caudal mínimo se ve aumentado para compensar los niveles de reserva, debido al incremento de la demanda, y que coincide con el comienzo del periodo estival. En el caso de estudio corresponde al llenado de piscinas recreativas, evento contrastado y recurrente según datos de la instalación.
- Al analizar esta simulación, puede dar la impresión que no es correcta porque los niveles medios de las series no coinciden como cabría esperar si se pensara en términos de caudal o volumen. Pero aunque los caudales turbinados son los mismos, **se debe tener en cuenta que la simulación está en términos de energía generada** y los beneficios provienen de los incrementos de rendimiento de cada sistema por su óptima gestión, **por lo que los niveles medios no tienen por qué coincidir.**
- Se aprecia claramente en la simulación del **modelo optimizado** la similitud de su forma con una modulación PWM, concepto que coincide con el planteamiento propuesto. Aunque no son aplicables los principios matemáticos, de esta modulación, ya que la naturaleza de las variables físicas no son coincidentes y

la modulación viene dada por las restricciones de remuneración para cada periodo de programación.

Todo lo expuesto en el punto anterior, cambia radicalmente si no se aplican las restricciones de generación en cada periodo de programación. La naturaleza del problema cambia y los modelos y bases matemáticas de los principios de modulación PWM son aplicables, cuestión que se deja abierta para futuros estudios y trabajos de investigación.

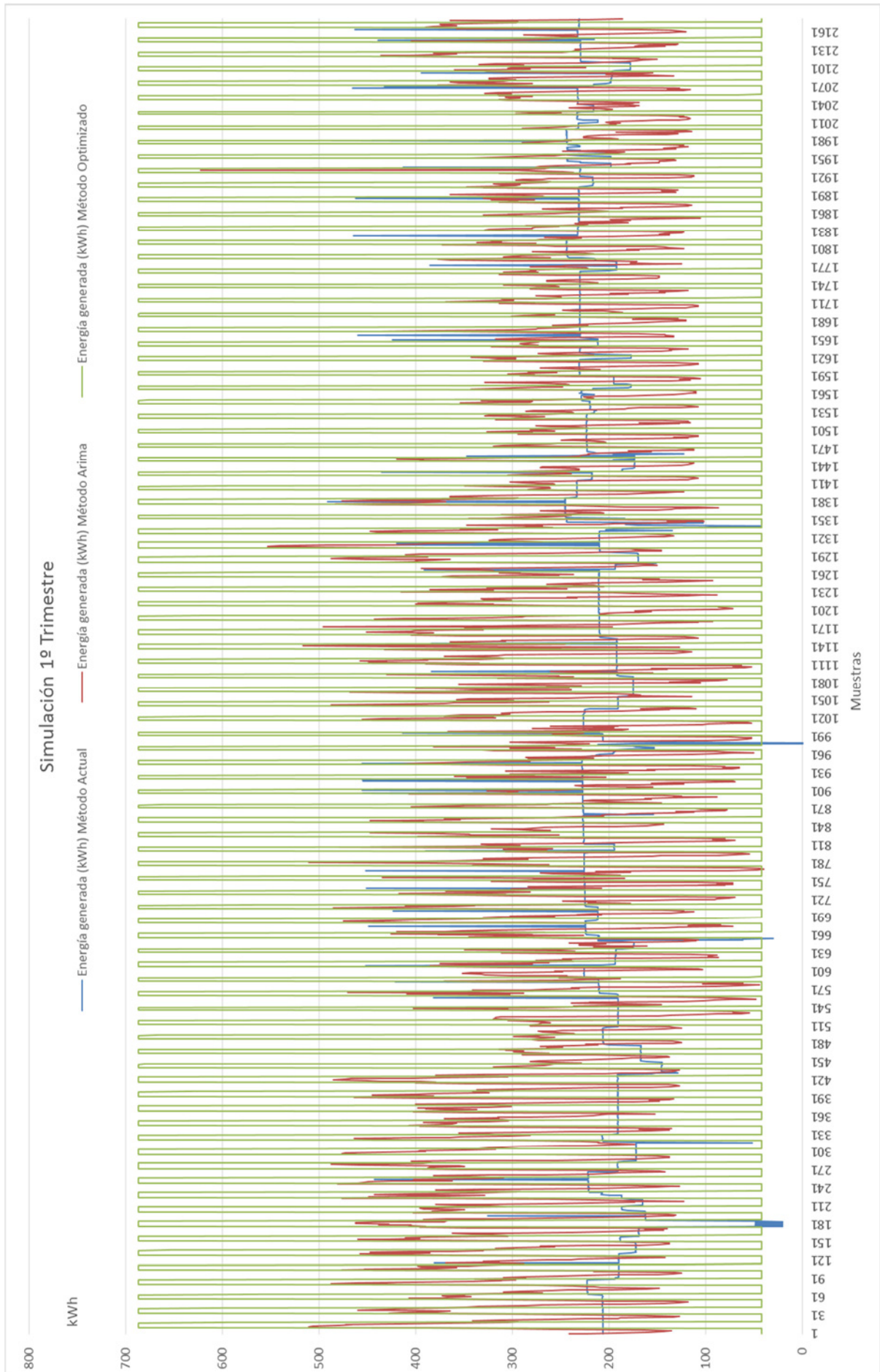


Figura 12.3: Simulación de los modelos de generación 1º Trimestre.

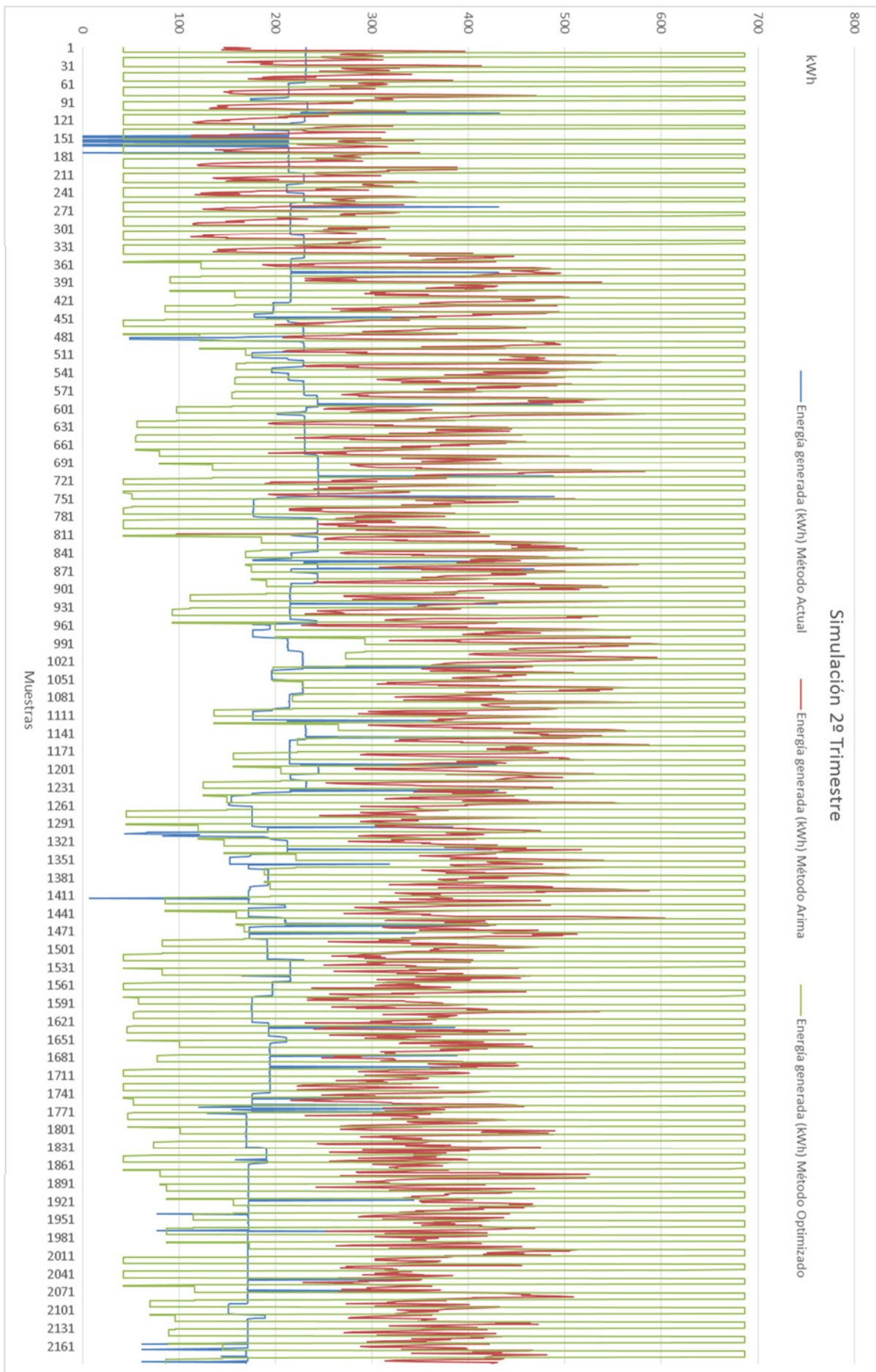


Figura 12.4: Simulación de los modelos de generación 2º Trimestre.

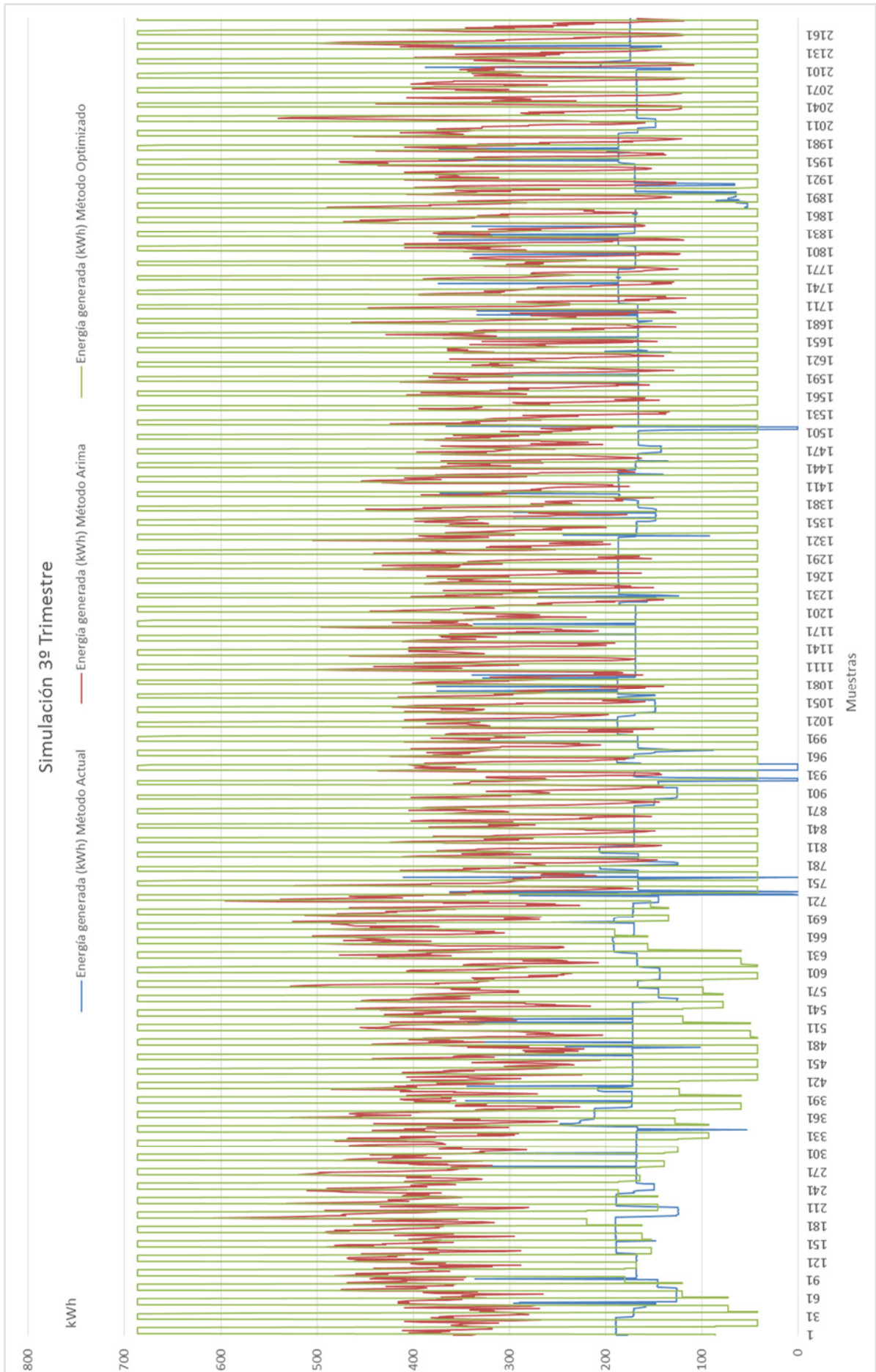


Figura 12.5: Simulación de los modelos de generación 3º Trimestre.

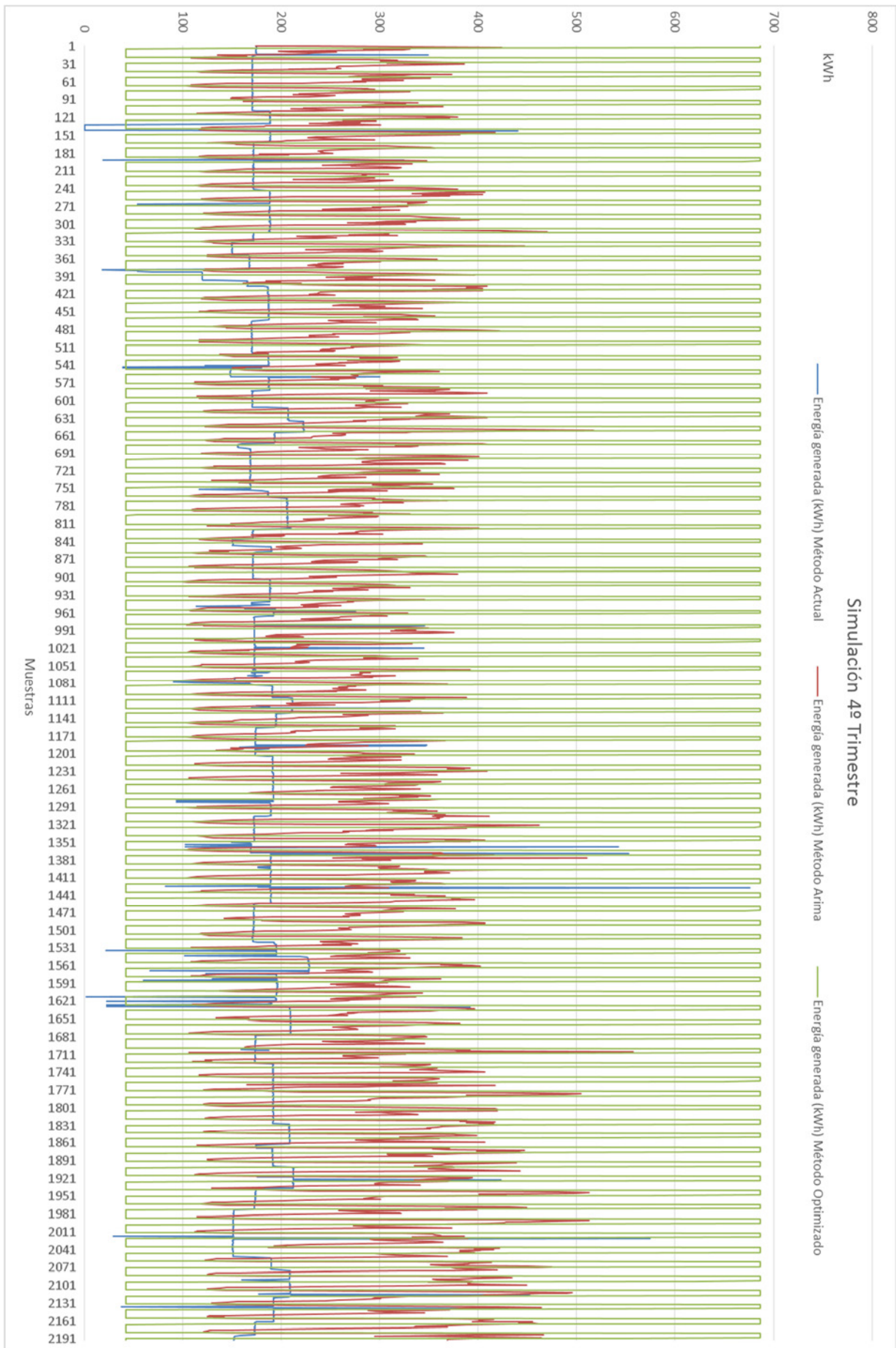


Figura 12.6: Simulación de los modelos de generación 4º Trimestre.

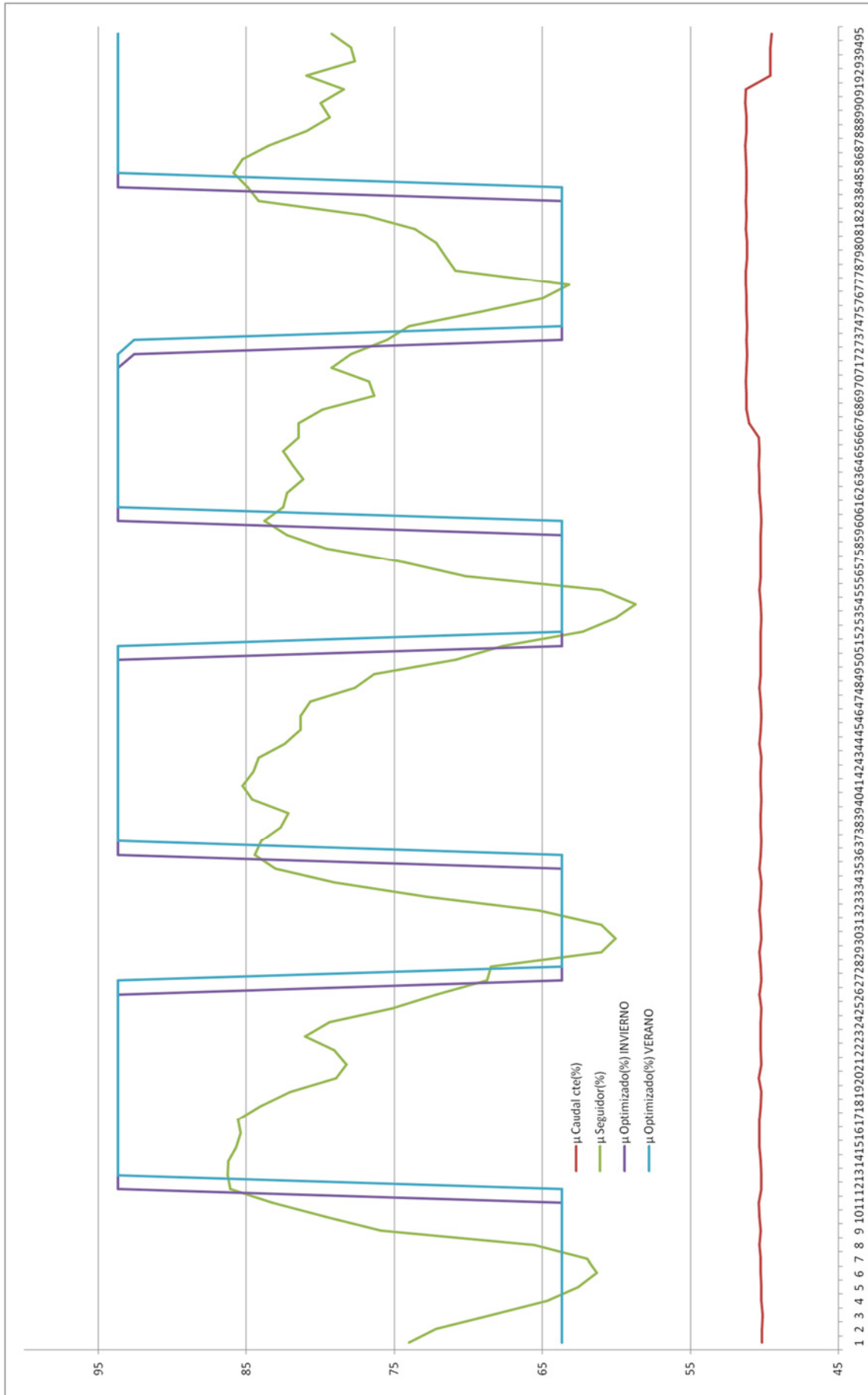


Figura 12.7: Detalle del desplazamiento de los rendimientos horarios de discriminación de invierno y verano.

En la figura 12.7, se muestra un detalle del desplazamiento de los horarios de invierno y verano debidos a la al desplazamiento existente en los precios de la energía (anteriormente se denominaba discriminación horaria). Se han representado los dos para apreciar claramente esta variación. Puesto que el control del caudal turbinado es total, la adaptación consiste en modificar las restricciones para los periodos estivales.

Potencialmente, se puede decir que se podría generar energía eléctrica de forma continua en los grupos b.4.2, por lo que no sería necesario contemplar los periodos de programación. Sería distinto para las instalaciones del grupo b.5.2 que podrían acogerse a ofertar su producción en el mercado diario de energía eléctrica para cada periodo de programación, obteniendo mayores beneficios.

Para obtener el rendimiento de la instalación se calcula el total de energía generado por la instalación a lo largo de un año, según la ecuación (12.17).

$$E_{generada} = E_{max\,instalación} * 24h * 365días \quad (12.17)$$

$$E_{generada} = 720kW * 24h * 365días = 6307200 kWh$$

Energía generada por turbinado continuo a lo largo de un periodo hidrológico completo

Los modelos propuestos necesitan ser comparados con los datos de referencia calculados de la ecuación (12.17) de generación de energía al 100% de la capacidad de la instalación, y también entre ellos para evaluar su viabilidad y desempeño. La representación de esta comparación se puede observar en la figura 12.8.

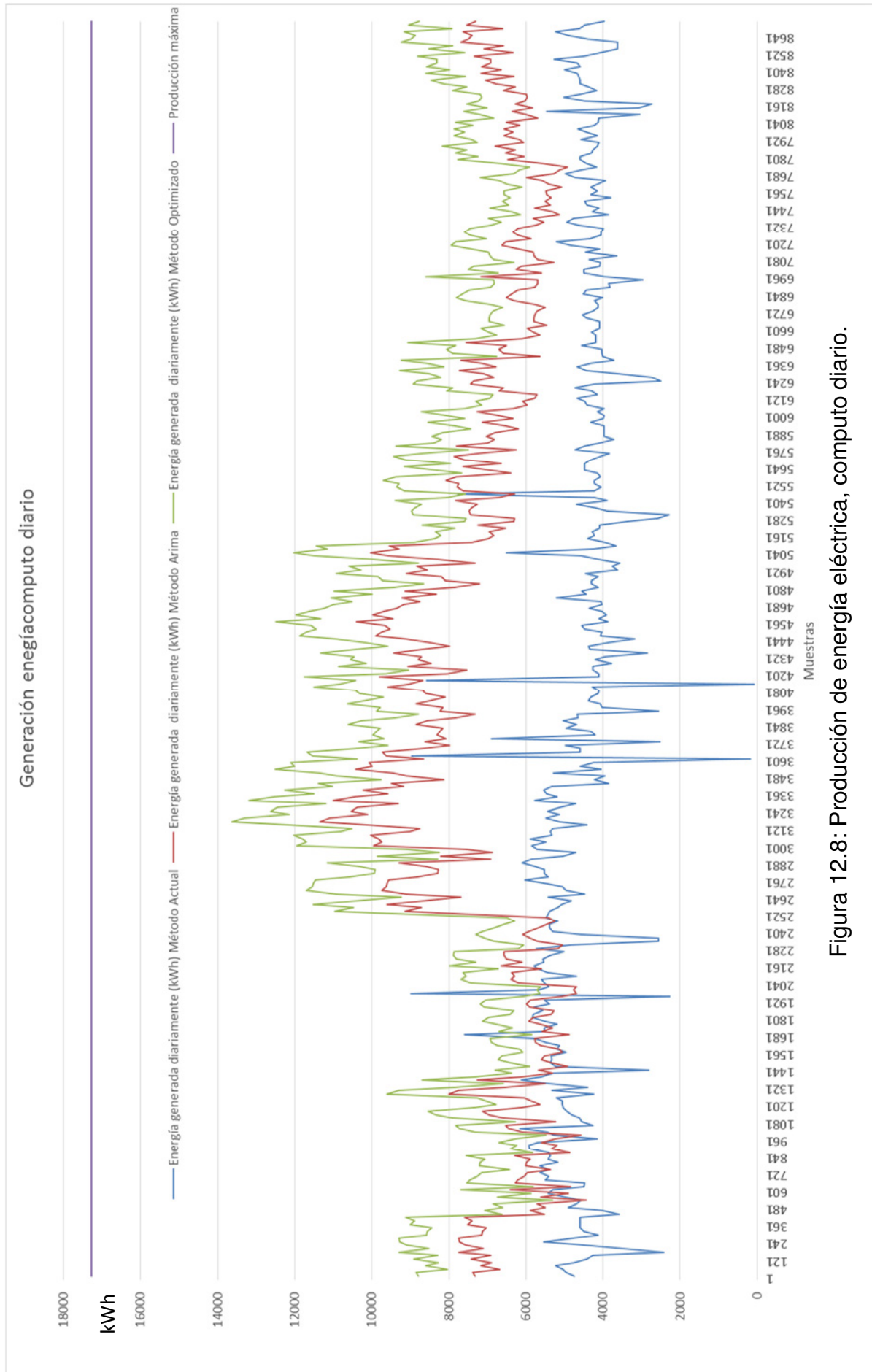


Figura 12.8: Producción de energía eléctrica, computo diario.

Para el cálculo de la energía generada por cualquiera de los modelos propuestos, se toman grandes series de datos de los registros tomados por la propia ETAP para el modelo actual, y los datos arrojados por las simulaciones para los modelos propuestos, los cuales son operados mediante medios informáticos siguiendo la ecuación (12.18).

$$E_{total \text{ 1 año}} = \sum_{k=1}^{365} \sum_{i=0}^{23} E_{(i,k)} \quad (12.18)$$

Energía generada en un año.

Donde:

- $E_{(i,k)}$ representa cada lectura o dato de la energía generada por cada modelo en el periodo considerado (cada hora). Por tanto, la energía total generada en un año es el sumatorio de la energía generada cada periodo durante un día, más el sumatorio de la energía generada durante todos los días de un año.

Tras el cálculo se obtiene el total de energía generada en un año, la tabla 12.5 se muestra el resultado de la evaluación de la ecuación (12.18) para el **modelo actual** utilizado en la instalación de ejemplo, teniendo en cuenta todas las situaciones estacionarias hidrológicas de la cuenca, con el objetivo de obtener datos más precisos y significativos de cara a evaluar el desempeño de los modelos propuestos.

Total de energía generada en el intervalo de un año (kWh) modelo de turbinado actual	1677560'214 kWh
--	-----------------

Tabla 12.5: Energía generada en un periodo hidrológico completo (1 año), estrategia de generación actual a caudal constante.

A continuación se evalúa el modelo del **seguidor del consumo de agua ARIMA**, valorando la producción para cada periodo de programación (es decir remuneración diferenciada o discriminación horaria). Este cálculo se realiza mediante una simulación para un mismo ciclo hidrológico, y una vez obtenidos los resultados se evalúa según la ecuación (12.18), obteniendo los resultados de la tabla 12.6:

Total de energía generada en el intervalo de un año (kWh) modelo seguidor de consumo ARIMA	2590379'149 kWh
--	-----------------

Tabla 12.6: Energía generada en un periodo hidrológico completo (1 año), modelo seguidor del consumo de agua.

También se evalúa el rendimiento energético del **modelo optimizado** con discriminación horaria, propuesto para **la optimización de minicentrales hidroeléctricas dedicadas a otros usos**, y tras computar sus datos mediante una simulación para el mismo ciclo hidrológico, y aplicando la ecuación (12.18), se obtienen los resultados de la tabla 12.7:

Total de energía generada en el intervalo de un año (kWh) modelo de turbinado optimizado	3030743'604 kWh
--	-----------------

Tabla 12.7: Energía generada en un periodo hidrológico completo (1 año), modelo optimizado.

Tras el cálculo se tabulan los datos para obtener su rendimiento relativo de cada modelo planteado con respecto al modelo de turbinado continuo al 100% de la capacidad de la instalación, que permita la correcta comparación de cada uno de ellos. Los resultados se muestran en la tabla 12.8, y gráficamente en la figura 12.9, lo que permite la evaluación de cada sistema respecto a los demás.

Modelo	Energía anual generada (kWh)	Rendimiento %
Modelo generación actual	1677560'214	26'60%
Modelo generación ARIMA	2590379'149	41'07%
Modelo generación OPTIMIZADO	3030743'604	46'80%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	5676480	90'00%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	6307200	100'00%

Tabla 12.8: Rendimiento de cada uno de los métodos, en términos de generación de energía.

En la figura 12.9, se aprecian los resultados del rendimiento de energía generada por cada modelo, teniendo en cuenta que se ha turbinado el mismo volumen de agua en todos los casos. Estos beneficios son los obtenidos con la gestión adecuada de los elementos de la cadena de generación de energía eléctrica, sin aplicar los beneficios económicos obtenidos por la venta en el mercado diario, que serán evaluados a continuación.

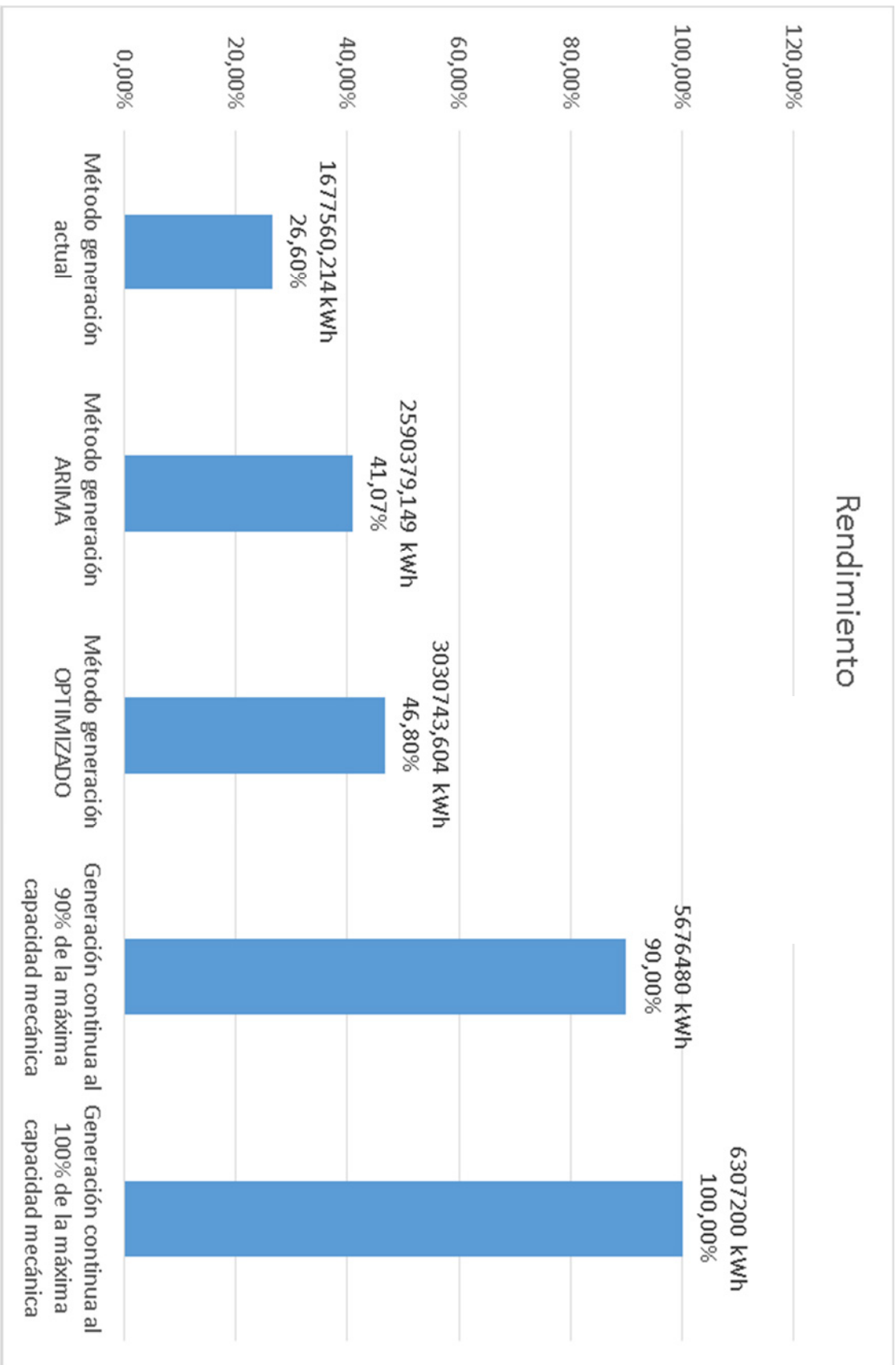


Figura 12.9: Rendimiento de cada modelo en términos de energía generada.

12.6 Rendimiento económico

Solamente con la gestión adecuada de los rendimientos y caudales se obtiene una mejora muy significativa del rendimiento de la instalación de generación de energía eléctrica.

La gestión eficiente de los elementos de generación, y el control sobre los factores de turbinado, permite aprovechar el factor de remuneración para cada periodo de programación. Este beneficio es necesario evaluarlo independientemente.

Es necesario cuantificar de forma separada el rendimiento técnico de los modelos en cómputo anual, y el rendimiento económico, obteniendo así una evaluación más completa y detallada. Puesto que la venta de la energía generada en el mercado diario en cada periodo de programación, puede hacer más ventajoso un modelo u otro, por lo que no se han de perder de vista las retribuciones y beneficios que la instalación pueda proporcionar.

Estos beneficios económicos se calculan teniendo en cuenta las retribuciones económicas a productores de energía, reguladas por el **Real Decreto 413/2014** (en el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos) y la **Orden IET/1045/2014** (en la que se aprueban los parámetros retributivos de cada tipo de instalación y las remuneraciones a las que pueda tener derecho).

Antes de continuar, se deben describir las bases de cálculo para evaluar los modelos, según los grupos:

- Grupo b.4.2: Se calcula el montante diario de energía producida, y se multiplica por el precio de casación del mercado intradiario.
- Grupo b.5.2: Se calcula el montante horario, y se multiplica por el precio del mercado diario para cada periodo de programación.

Para el grupo b.4.2 se utiliza el precio de casación del mercado intradiario. Este cálculo no se puede llevar a cabo sobre el montante total de energía generada, sino que se debe realizar sobre las simulaciones de generación de energía para cada día mostradas en las figuras 12.3, A-16.3, A-16.4 y A-16.5.

Los cálculos para las instalaciones de grupo b.5.2 no se puede llevar a cabo sobre el montante total de energía generada, sino que se debe realizar sobre las simulaciones de generación de energía para cada hora del día mostradas en las figuras 12.3, 12.4, 12.5 y 12.6. No son cálculos complejos, pero son extremadamente extensos, monótonos y tediosos, por lo que se recurre al procesado informático.

Multiplicando la energía generada hora a hora por la retribución correspondiente a cada periodo de programación y realizando el sumatorio de cada uno de los resultados obtenidos a lo largo de un ciclo hidrológico completo, se obtiene como resultado el montante total económico, para cada modelo de estudio, a través de las ecuaciones (12.19) y (12.20).

$$Retribución_{anual\ mercado\ intradiario} = \sum_{k=1}^{365} P_k \cdot R_{k_{mercado\ intradiario}}$$

Retribución anual en el mercado intradiario (12.19)

$$Retribución_{anual\ mercado\ diario} = \sum_{k=1}^{365} \sum_{i=0}^{23} P_{ik} \cdot R_{ik_{mercado\ diario}}$$

Retribución anual en el mercado diario (12.20)

A partir de las simulaciones mostradas en las figuras 12.3, 12.4, 12.5 y 12.6 se genera una nueva simulación en cómputo diario pero en este caso se realiza exclusivamente en términos económicos. La gráfica que representa esta simulación es la representada en la figura 12.10, y los resultados numéricos de la misma los recogidos en la tabla 12.9.

Para la tabla 12.9, se ha calculado de forma independiente la retribución económica de cada modelo, y su nuevo rendimiento, teniendo en cuenta la discriminación horaria.

Método de gestión	Rendimiento económico anual	Rendimiento Porcentual
Método generación actual, turbinado continuo sin PP	145.177'74 €	26'60%
Método generación actual, turbinado continuo con PP	145.553'53 €	26'70%
Método generación ARIMA sin PP	201.756'60 €	37'00%
Método generación ARIMA con PP	226.060'51 €	41'40%
Método generación OPTIMIZADO sin PP	255.449'10 €	46'80%
Método generación OPTIMIZADO con PP	299.138'71 €	54'80%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	90'00%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	100'00%

Tabla 12.9: Bonanza de los modelos: turbinado continuo, ARIMA, Optimizado, generación continua al 90% y generación continua al 100%.

Nota:

- sin PP= se basa en el precio de casación, no contempla remuneración para cada periodo de programación.
- con PP: contempla acogerse a producir y vender energía en cada periodo de programación.

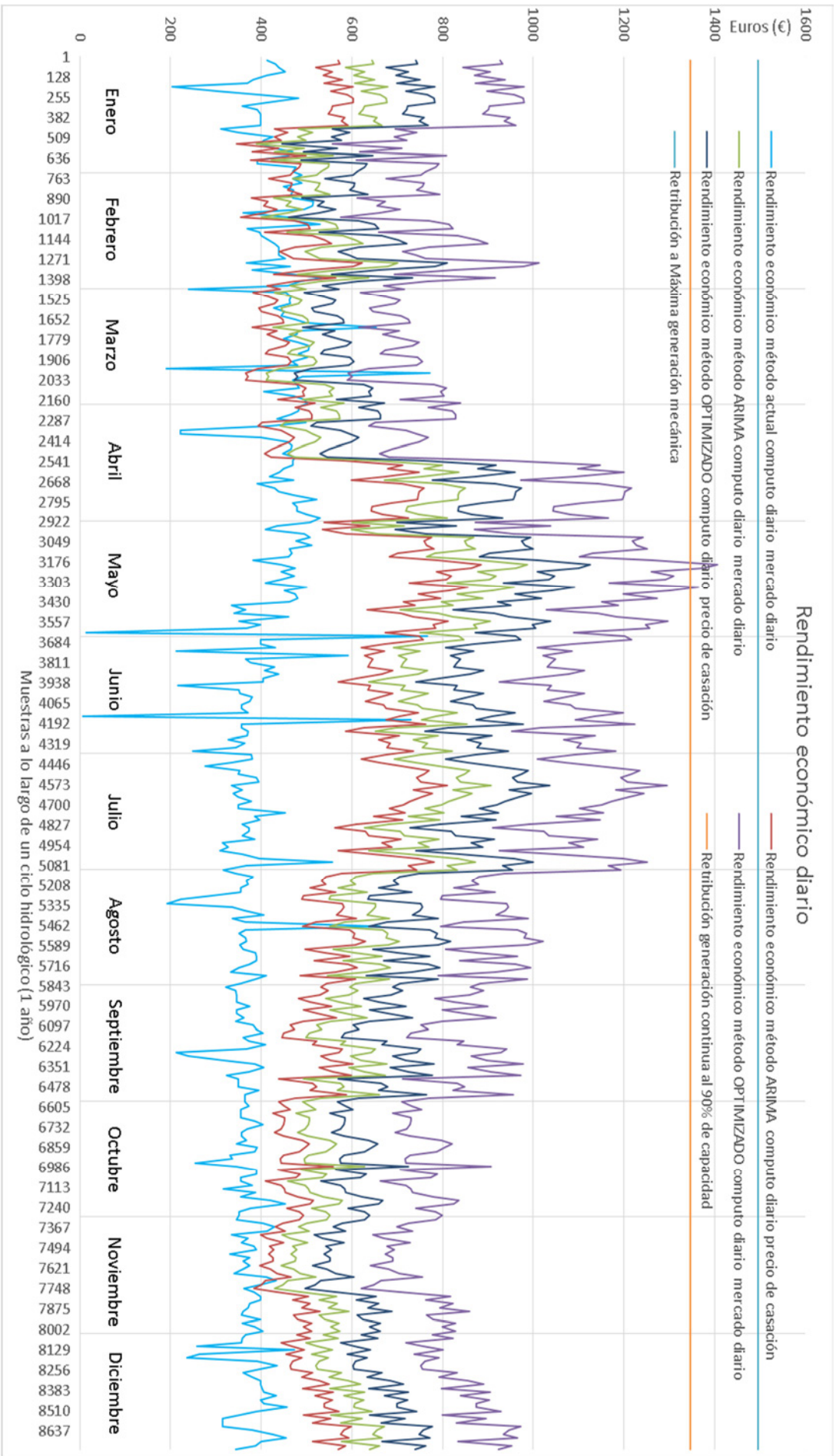


Figura 12.10: Simulación de la generación de energía en términos de rendimiento económico.

Al aplicar los precios de mercado a la energía generada por cada modelo, se observa cómo se mejoran los rendimientos económicos, especialmente en el modelo optimizado y que coincide con las premisas de diseño. La figura 12.11 muestra de forma gráfica los rendimientos económicos obtenidos por cada modelo.

Analizando los resultados, se observa que la participación en el mercado diario, incrementa el rendimiento del modelo ARIMA en un 4'4%. Este incremento es destacable, ya que la mayor parte del consumo de agua, coincide con las horas punta de demanda eléctrica, horas en las que el precio de mercado es mayor. Para el modelo optimizado el rendimiento es mayor, llegando al 8%, un muy buen dato.

Si se comparan los resultados del método generación actual, con turbinado continuo, se observa que no hay grandes diferencias entre acudir o no al mercado diario. Esto se explica porque la generación se lleva a cabo sin ningún control sobre el volumen turbinado. Lo mismo ocurre con los métodos generación ARIMA, para los que la participación en el mercado diario mejora algo el rendimiento económico, pero el beneficio podría no compensar participar en el mercado diario.

El incremento del rendimiento porcentual de los métodos ARIMA frente al método de turbinado continuo es de 14'8%. El incremento del método optimizado, frente al método actual es de 20'2%, lo que supone casi duplicar el rendimiento con el mismo caudal turbinado,

Si bien estos datos resultan totalmente esclarecedores en términos de rendimiento (figura 12.11), cuando se examinan los rendimientos económicos de las retribuciones dinerarias los resultados son aplastantes. Estos rendimientos económicos están representados en la figura 12.12.

La diferencia entre el beneficio económico obtenido por los métodos propuestos y el actual es muy destacable, como se aprecia en la figura 12.12. Estas diferencias podrían justificar acciones e inversiones para la implantación del modelo propuesto.

En este sentido, estudios en la línea del recogido en esta tesis podrían formar parte del protocolo de diseño de nuevas instalaciones, o de la revisión de instalaciones ya implantadas que no dispongan de estrategias de gestión de sus procesos de generación de energía eléctrica. De hecho la normativa recoge retribuciones a la mejora del rendimiento de las instalaciones.

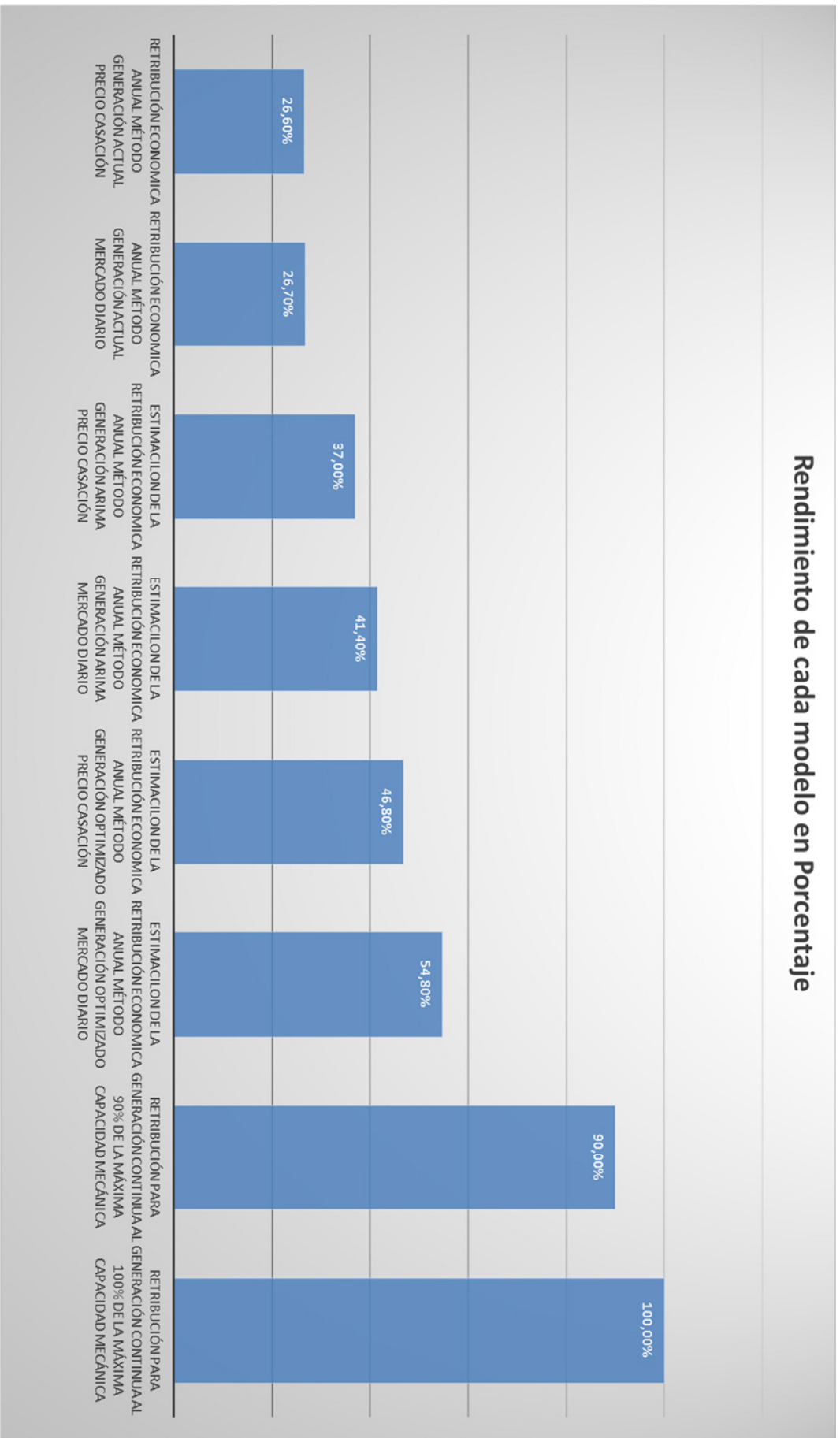


Figura 12.11 : Rendimiento económico porcentual de los diferentes modelos de generación de energía eléctrica.

En términos económicos los beneficios son excelentes, tal y como se observa en la figura 12.12. Para el cálculo de los beneficios no se han tenido en cuenta las paradas para mantenimiento, averías, o cualquier otro evento que obligue a la parada de los elementos generadores.

Llegados a este punto podrá argumentarse que, un mayor uso de la instalación provoca un desgaste prematuro de los elementos de generación de energía por hacerlos trabajar a regímenes más altos. No obstante, nunca se hace trabajar la instalación por encima de sus valores nominales de funcionamiento.

En todo caso, el beneficio económico obtenido puede sufragar el mantenimiento de la instalación, contribuyendo a la sostenibilidad de la misma, y mejorando la amortización de los elementos generadores de energía y de la propia instalación.

A la vista de los resultados recogidos en la tabla 12.9, cabe preguntarse, ¿se puede alcanzar el 100% de rendimiento económico? La respuesta es que podría ser viable, bajo determinadas estrategias, ya que el caudal turbinado está intrínsecamente ligado a la demanda, lo que limita la cantidad de energía que se puede generar.

Si se turbinara mayores cantidades de agua, el rendimiento económico aumentaría proporcionalmente, de tal forma que si se turbinase el máximo caudal de forma continua se alcanzaría el 100% de rendimiento económico, ya que no es un límite técnico.

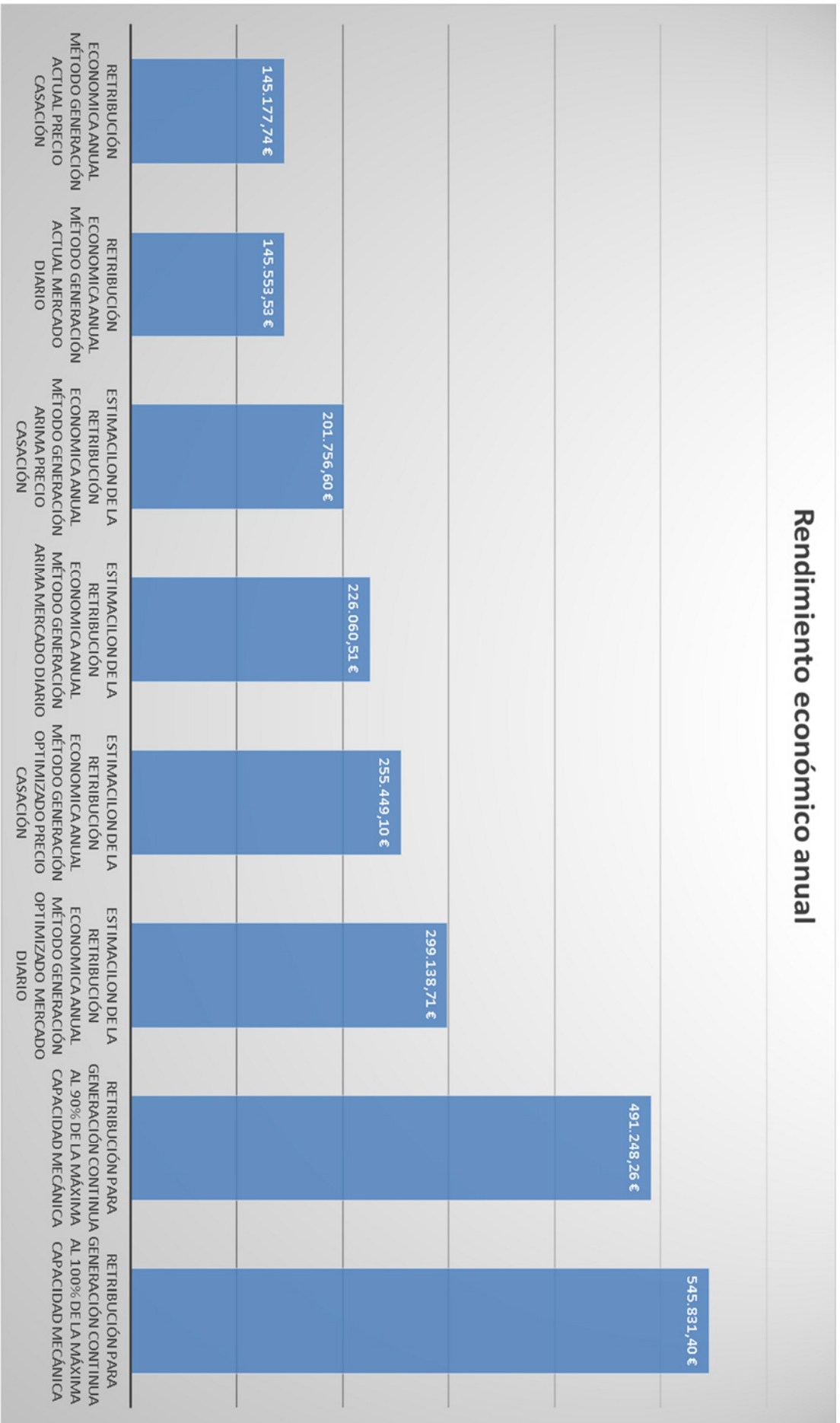


Figura 12.12: Rendimiento económico anual de los diferentes modelos de generación de energía eléctrica.

12.7 Costes de producción

De este concepto concreto no existen registros que se puedan utilizar, ya que se registran como costes de mantenimiento englobando a los de la planta de tratamiento. Resulta difícil extraerlos y evaluarlos por separado. Por ejemplo, los técnicos que mantienen la instalación de generación, son los mismos que mantienen la planta, la conducción es común a ambos sistemas, etc., por tanto se ha de recurrir a otras fuentes para su cálculo.

Los costes de producción medios según la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su INFORME COMPLEMENTARIO A LA PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008, donde se fijan los PRECIOS Y COSTES DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, con fecha 20 de Mayo de 2008, fija los gastos de producción para centrales hidroeléctricas en:

- 61'16 €/MWh, para centrales hidroeléctricas no amortizadas.
- 46'75 €/MWh, para centrales hidroeléctricas ya amortizadas.

Según este criterio se calculan los costes de producción de energía eléctrica con un coste de 61'16 €/MWh. Estos costes de producción son mostrados en la tabla 12.10:

Modelo	Retribución anual	Energía anual generada (kWh)	Costes de producción centrales no amortizadas	Porcentaje de coste no amortizadas	Costes de producción centrales amortizadas	Porcentaje de coste amortizadas
Modelo generación actual	145.177'74 €	1677560'214	102599'58 €	70'58%	78.425'94 €	53'95%
Modelo generación ARIMA	226.060'51 €	2590379'149	158427'58 €	69'99%	121.100'23 €	53'50%
Modelo generación OPTIMIZADO	299.138'71 €	3424740'273	209457'11 €	69'93%	160.106'61 €	53'46%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5676480	347173'51 €	70'58%	265.375'44 €	53'95%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6307200	385748'35 €	70'58%	294.861'60 €	53'95%

Tabla 12.10: Costes de generación de cada modelo, cómputo anual, junto con el rendimiento porcentual.

Se puede deducir de los valores recogidos en la tabla 12.10 que la optimización de la generación de energía provoca un mayor coste de

mantenimiento, pero provoca también un incremento proporcional en las retribuciones, de forma que se pueden compensar ampliamente los costes mayores de producción.

No obstante, el informe de la CNE no hace diferenciación entre centrales hidroeléctricas grandes, medianas, mini-centrales y micro-centrales, ni en función de la potencia de sus equipos generadores. Obviamente los costes de las instalaciones, de operación y generación son diferentes para cada tipo de central, si bien se toman los valores propuestos en el informe como valores medios.

Los costes reflejados en la tabla 12.10, parecen a priori muy elevados, con aproximadamente un 54%. Pero debe tenerse en cuenta que la inversión más importante corresponde a la instalación, que ya está realizada, y que el personal técnico y de mantenimiento es común para toda la instalación que incluye dos procesos:

- Proceso de generación de energía eléctrica.
- Proceso de producción de agua potable.

Con la idea de obtener otra posible valoración de los costes para centrales hidroeléctricas, he utilizado los propuestos en un trabajo académico de la Universidad Católica de Chile, (Rudnick, 2006) que recoge costes de producción de energía eléctrica según su tecnología combustible, etc. En dicho estudio se calculan los costes de centrales hidroeléctricas sin bombeo, contemplando su vida útil, y fija los costes de generación según los valores de la tabla 12.11:

Tipo de Generación	Costes (US\$cent/kWh) - (Eu€cent/kWh)
Hidroeléctrica de Embalse	1'87 cent \$ - 1'43503 cent €
Hidroeléctrica de agua Fluyente.	2'01 cent \$ - 1'54236 cent €

Tabla 12.11: Costes de operación de centrales hidroeléctricas, contemplando la vida útil de las centrales.

Con estos nuevos valores se recalculan los datos de la tabla 12.10 y reflejando los resultados en la tabla 12.11. Esta última tabla ofrece otra perspectiva de los costes de generación en más adaptada a mini-centrales y no a grandes centrales hidroeléctricas, puesto que las mini-centrales presentan valores más bajos en los apartados:

- Gastos en equipamiento.
- Costes de mantenimiento y reparación.
- Gastos en operación y personal.

Modelo	Retribución anual	Energía anual generada (kWh)	Costes de producción	Porcentaje de coste de generación
Modelo generación actual	145.177'74 €	1677560'214	25.874'02 €	17'82%
Modelo generación ARIMA	201.756'60 €	2590379'149	39.952'971 €	19'80%
Modelo generación OPTIMIZADO	299.138'71 €	3030743'604	46.744'977 €	18'30%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5676480	87.551'76 €	17'82%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6307200	97.279'73 €	17'82%

Tabla 12.12: Costes de generación previstos para mini-centrales de agua fluyente.

A priori, parece generar mayores costes de generación en los modelos propuestos (seguidor ARIMA y método optimizado), estos son debidos a la producción de kWh más caros aprovechando los precios de mercado, y como los costes de generación son lineales y constantes por cada kWh, se obtienen costes de generación menores a la media de 17'82%, mejorando los costes en un 0'16%, que en cómputo anual supone 480€. No resultan especialmente relevantes en conjunto, pero suponen un añadido a la optimización.

Sin otro referente, los datos de la tabla 12.12, parecen más realistas en cuanto a la estimación de costes. Otro referente importante son las observaciones y comentarios recibidas en las conversaciones mantenidas con los gestores y técnicos de la ETAP, no transmiten la impresión de que el coste del mantenimiento de la instalación sea alto ni excesivo, en comparación con otros costes de la instalación, por lo que, a falta de otros datos más precisos, los expresados en la tabla 12.12 son considerados como acertados.

12.8 Resultados

Llegados a este punto calculados o analizados todos los aspectos relacionados con la generación de energía en el tipo de plantas objeto de estudios. Los aspectos calculados o analizados han sido:

- Métodos de optimización.
- Rendimiento de la instalación
- Producción de energía eléctrica.
- Rendimiento económico.
- Costes de generación.

Es importante valorar los resultados obtenidos teniendo en cuenta todos los aspectos anteriormente listados. Ofreciendo una visión realista del rendimiento económico, los costes de mantenimiento reducen irremediablemente el rendimiento de la instalación, y aunque no resulten esperanzadores, es conveniente tenerlos en cuenta a la hora de tomar decisiones sobre futuras actuaciones, ya sean estratégicas, financieras o de inversión en infraestructuras dentro de la ETAP, los beneficios corregidos, denominados **Retribución anual neta**, se muestran en la tabla 12.13.

Obviamente, al considerar un coste de producción fijo por kWh el porcentaje de coste y beneficio es estable y se encuentra en torno al 20% para los modelos sin PP, y en torno al 17'8% para los modelos con PP.

Para facilitar la comparación de los modelos se ofrece la tabla 12.14, que muestran una comparativa de los rendimientos, el rendimiento total calculado y las retribuciones esperadas, según las premisas de cálculo expuestas en esta tesis.

Modelo	Retribución anual bruta	Energía anual generada (kWh)	Costes de producción	Porcentaje de coste	Retribución anual neta
Modelo generación actual sin PP	145.177'74 €	1677560'214	25.874'02 €	17'82%	119.303'72€
Modelo generación actual con PP	145.553'53 €	1677560'214	25.874'02 €	17'78%	119.679'51 €
Modelo generación ARIMA sin PP	201.756'60 €	2590379'149	39.952'97 €	19'8%	161.803'63 €
Modelo generación ARIMA con PP	226.060'51 €	2590379'149	39.952'97 €	17'67%	186.107'54€
Modelo generación OPTIMIZADO sin PP	255.449'10 €	3030743'604	46.744'97 €	18'30%	208.704'13 €
Modelo generación OPTIMIZADO con PP	299.138'71 €	3030743'604	46.744'97 €	15'63%	252.393'74€
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5676480	87.551'76 €	17'82%	403.696'50€
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6307200	97.279'73 €	17'82%	448.551'67€

Tabla 12.13: Retribución anual neta, contemplando los costes de generación.

Modelo	Retribución anual bruta	Energía anual generada (kWh)	Rendimiento técnico en generación	Costes de producción	Retribución anual neta	Rendimiento TOTAL
Modelo generación actual sin PP	145.177'74 €	1.677.560'21	26'60%	25.874'02 €	119.303'72 €	27'00%
Modelo generación actual con PP	145.553'53 €	1.677.560'21	26'60%	25.874'02 €	119.679'51 €	27'00%
Modelo generación ARIMA sin PP	201.756'60 €	2.590.379'15	41'40%	39.952'97 €	161.803'63 €	36'00%
Modelo generación ARIMA con PP	226.060'51 €	2.590.379'15	41'40%	39.952'97 €	186.107'54 €	41'00%
Modelo generación OPTIMIZADO sin PP	255.449'10 €	3030743'604	54'80%	52.821'82 €	208.704'13 €	47'00%
Modelo generación OPTIMIZADO con PP	299.138'71 €	3030743'604	54'80%	52.821'82 €	252.393'74 €	56'00%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5.676.480	90'00%	87.551'76 €	403.696'50 €	90'00%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6.307.200	100'00%	97.279'73 €	448.551'67 €	100'00%

Tabla 12.14: Cálculo del rendimiento total de los modelos, contemplando los rendimientos técnicos, por la discriminación horaria y los costes de operación.

13 Conclusiones

Tras el profundo estudio al que han sido sometidos todos los sistemas de generación de una estación de tratamiento de aguas, y considerando todos los aspectos relevantes de cada uno de ellos, y del conjunto, además de los condicionantes externos relacionados con el entorno y toda normativa que afecta a este tipo de instalaciones, se extraen una serie de conclusiones relevantes para la operación óptima de estos recursos, aumentando la sostenibilidad de las mismas.

La conclusión directa de esta tesis es que se consigue la optimización de la generación de energía en este tipo de plantas ejerciendo un control total del caudal de entrada de agua, a través cuatro puntos clave:

1. Previsión de la demanda de agua (mediante sistemas de inferencia difusa Neuro-Fuzzy).
2. Modelización de todos los elementos de la cadena de generación, haciéndolos trabajar en sus condiciones óptimas tanto como sea posible.
3. El control de los flujos de agua dentro de la instalación (ecuación de balance de flujos).
4. Control exhaustivo de los niveles de reserva

Mediante el control de estos puntos clave se puede realizar una gestión avanzada de la captación y el turbinado de agua. Para esto se propone un ciclo con histéresis entre el caudal máximo y el caudal de mantenimiento o mínimo, que permite concentrar la producción de energía eléctrica en las franjas horarias de mayor bonificación económica, manteniendo un caudal mínimo el resto de periodos horarios.

El control de los niveles de reserva y del consumo de agua asegura el suministro, permite calcular la autonomía de reservas de la instalación y supone una herramienta indispensable de gestión de este tipo instalaciones.

La actual normativa hace que cada instalación sea única, y requiera una gestión diferenciada y adaptada, tanto en el grupo b.4.2 como en el caso del grupo b.5.2. No obstante el modelo propuesto es aplicable a instalaciones de ambos grupos, aunque con resultados diferenciados y particulares en ambos casos.

Las instalaciones de los grupos **b.4.2 y b.5.2** son **centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico**. Estas centrales presentan características particulares, y uno de sus principales defectos es que toda la instalación gira en torno al uso principal de la instalación, haciendo secundario cualquier otro objetivo.

Por tanto, todo se adapta a las características del proceso principal, lo que hace que la gestión de las instalaciones generadoras asociadas no trabajen en condiciones óptimas, perjudicando gravemente la generación de energía.

Determinar las condiciones y estrategias a seguir para conseguir que trabajen en mejores condiciones ha sido el objetivo de esta tesis.

El estudio en detalle de los pormenores de la instalación, junto a una gestión avanzada, convierten estas instalaciones en potencialmente rentables.

Estas instalaciones suponen recursos valiosos de energía renovable, no contaminante, que además ya han sido financiadas y pagadas. No obtener el mayor rendimiento posible es cuando menos irresponsable, además de suponer renunciar a una fuente de ingresos que pudiera redundar en la sostenibilidad de la instalación.

El desfase de caudales entre los procesos de la planta y la instalación generadora de energía es uno de los principales problemas de estas instalaciones. Sincronizar el funcionamiento entre ambas mejora el rendimiento de la instalación.

Además, estas instalaciones pueden presentar diferentes deficiencias, puntos clave en los que prestar atención ya que son fundamentales en el proceso de optimización. Estas deficiencias se pueden catalogar en dos grupos:

- Estructurales.
- Coyunturales.

Las deficiencias estructurales pueden ser debidas a errores de diseño, a la antigüedad de las instalaciones y a la falta de inversión, mantenimiento u actualización, tanto en instalaciones como en modelos de gestión (los costes de subsanación pueden ser altos).

Las deficiencias coyunturales pueden venir de la manipulación errónea de las instalaciones, averías ocultas, falta de atención sobre algunos elementos de la cadena de generación, falta de formación o información del personal técnico, cargos intermedios o directivos. También pueden venir de la mala definición de objetivos de la instalación, que suelen estar dirigidos exclusivamente al proceso principal, y no contemplan otros aspectos de la instalación (los costes para su subsanación pueden ser moderados e incluso mínimos).

La subsanación de estas deficiencias, junto a modelos de gestión avanzada, puede resultar tremendamente rentable tanto en términos de rendimiento técnico como económico.

Se ha aportado innovación en todos los aspectos relacionados con la instalación generadora, salvo en aquellos en los que la técnica y la ciencia está

ampliamente desarrollada y ha sido sobradamente contrastada, por lo que no se ha considerado la aportación de nuevos métodos de cálculo.

Han sido aportados nuevos planteamientos de cálculo y gestión, así como en la configuración de las instalaciones. Estos planteamientos no son considerados en las fases de estudio de instalaciones depuradoras actualmente, y pueden ser relevantes tanto en el dimensionado de las mismas como en su sostenibilidad, al poder aportar beneficios en términos económicos y de sostenibilidad destacables.

13.1 Análisis de las infraestructuras

La optimización de la generación de energía eléctrica se ha llevado a cabo en función de las características de las instalaciones existentes. El propio análisis de la instalación deja al descubierto deficiencias habituales, endémicas e importantes en las infraestructuras, ya sean por la propia antigüedad de las instalaciones, o por otras debidas al estado actual de la técnica. Este análisis puede ser de gran ayuda al permitir mejorar significativamente el funcionamiento y el rendimiento de las instalaciones. Con la idea de obtener una visión más detallada se analiza cada parte del sistema de la generación de energía por separado.

13.2 Sistema de Captación

Es el sistema que necesita más vigilancia tanto desde un punto de vista estratégico, como por la simple mejora y actualización de las instalaciones. En él serían necesarias una serie de actuaciones y modificaciones importantes especialmente si se trata de en instalaciones del grupo b.4.2, puesto que normalmente tienen instalaciones más básicas y precarias. Estas actuaciones o modificaciones se centran en:

- Construcción de una estación de aforos, que permita medir de forma exacta y precisa la masa de agua en el lecho de río, y con ello la cantidad de agua disponible. Esta medida permitirá una gestión eficaz, mejorando la calidad de la toma de decisiones sobre las condiciones reales del río y la cantidad de agua disponible.
- Mantenimiento óptimo de la cámara de carga, que permita mejorar y estabilizar el rendimiento de la conducción, y con ello reducir al máximo las pérdidas de carga en la misma.
Este aspecto es de vital importancia, ya que es el auténtico talón de Aquiles de las conducciones. Un inadecuado mantenimiento de la cámara de carga la puede tornar en profundamente ineficiente, por lo que los beneficios en el desempeño global de la instalación serian notables y rentables.
- Mantenimiento programado y metódico de la instalación de captación:

- Mantenimiento general de la instalación.
- Limpieza de rejillas y filtros.
- Automatización de la gestión y control de la captación, en aspectos tales como:
 - Monitorización del caudal de captación en el propio azud.
 - Circuito de monitorización de TV en la captación.
 - Sistemas de monitorización de ciertos parámetros y características del agua, tanto físicas, químicas como biológicas, en pos de detectar amenazas potenciales, antes incluso de llegar a la instalación.

Puesto que la captación constituye un punto débil en la cadena, hay que hacerla más funcional, eliminando el factor humano y mejorando la fiabilidad del sistema. Por su propia naturaleza es una fuente de problemas potenciales, pero que pueden ser detectados, paliados o evitados antes incluso de su aparición.

13.3 Conducción

La conducción supone un sistema complejo, que por lo general está bien calculado y ejecutado.

Como actuación no prioritaria, se podrían instalar sensores a lo largo del recorrido de la conducción cuando su longitud o sus años de servicio así lo aconsejaran. La información proporcionada por estos sensores ayudaría a prevenir problemas de fugas, roturas, o desgastes prematuros en los diferentes tramos, y además de ayudar a conocer mejor las características de la conducción y sus particularidades. Estos sensores podrían ser:

- Sensores de presión.
- Sensores de velocidad.
- Sensores de caudal.

Sería recomendable su inspección periódica, para proporcionarle un correcto mantenimiento, que redundará a su vez en un mayor rendimiento de la instalación.

13.4 Grupo turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador TAGT

El grupo turbina, acoplamiento, generador y transformador, está por lo general correctamente dimensionado y ejecutado, y bien adaptado a las características particulares del salto. El grupo suele ser capaz de absorber

incrementos en la captación de agua, por la buena elección de componentes, lo que redundará en unas condiciones óptimas para la generación de energía.

Como características más destacables de este sistema, tenemos:

- Adecuada elección de los componentes individuales del sistema generador:
 - Turbina.
 - Acoplamiento mecánico directo.
 - Generador acorde a la capacidad de la turbina y de buen rendimiento.
- Características del transformador acordes con el generador.
- Correcto cálculo y dimensionamiento de los componentes individuales y el del conjunto, ajustadas a las características del salto.
- Buenas características de rendimiento.
- Fiabilidad y robustez del sistema.
- Bajos costes de operación y de mantenimiento.

El único punto destacable en este sistema es hacerlo trabajar en sus puntos de rendimiento óptimo, lo que es ajeno a los elementos del sistema generador.

13.5 Análisis del entorno

Es de destacar que la generación de energía eléctrica en este tipo de instalaciones, viene fijada por la disponibilidad del agua. Esta disponibilidad debe atender rigurosamente las prioridades y necesidades, entre ellas y como más importante, la del consumo humano. La generación de energía eléctrica queda así relegada, al no ser un aspecto esencial de instalación.

El entorno socio económico y político, es estable, con conciencia ecológica y ambiental responsable, y con apertura de miras en cuanto a avances tecnológicos. También presenta un marcado carácter innovador y de maximización de recursos naturales y económicos, a través de la racionalización de gastos y costes.

13.6 Decálogo para el diseño de centrales hidroeléctricas con procesos principales distintos de la generación eléctrica

Después de los estudios realizados, desde el estudio del estado del arte, hasta cada uno de los parámetros y cálculos de cada uno de los sistemas de la instalación de generación de energía, se aprecia que no se pueden aplicar reglas generales para todos los periodos de evaluación.

Podemos tomar de referencia un año completo, con cuatro estaciones distintas, pero las características de cada estación cambian de año a año. Por ello, el punto de referencia no es la estación del año, sino el estado del río y la disponibilidad del agua. Se plantean dos escenarios posibles, que se pueden definir como:

- Con exceso de caudal en el río.
- Con defecto de caudal en el río.

Cada una de estas situaciones plantea estrategias diferentes, pero ¿suponen realmente una limitación?, o pueden tomarse medidas sobre este problema para reducir al máximo su impacto sobre la generación de energía y sobre la optimización de su producción.

Por otro lado no se debe olvidar que se han invertido recursos económicos en una compleja instalación, y que debe ser explotada al máximo, lo que la hará más sostenible, más rápidamente amortizable y aumentará las tasas de retorno de la inversión.

Tanto si está funcionando de forma continua, como si no, el coste de la instalación está ya realizado, y el impacto ambiental y sus repercusiones ya han sido ejecutados. Ahora, el máximo aprovechamiento de la instalación debe ser el objetivo principal. Estas instalaciones suponen una inversión importante, hacerla rentable y sostenible es una opción legítima, abordable y recomendable.

Uno de los principales límites en la generación de energía, es la cantidad de agua turbinada. Esta cantidad coincide con el consumo de agua de una población concreta. Este es un límite inamovible, captar más agua y tratarla no resulta una opción viable, y acumularla hasta su utilización, tampoco. Y esta obvia perspectiva obliga a pensar como desvincular la gestión de la generación de energía del proceso de planta (en este caso la potabilización de agua), y que ventajas e inconvenientes proporciona esta nueva estrategia. Claramente es una opción abordable, y las expectativas que genera resultan muy interesantes. Inicialmente se estudiará el sistema con exceso de caudal y las mejoras que se podrían introducir de cara a la generación de energía.

Se comienza por tratar de mejorar el rendimiento de la instalación en los periodos donde el caudal en la cuenca es mayor, es decir en los momentos en los que hay un exceso de caudal en el río, turbinando tanto volumen de agua como sea posible. Esto supone una oportunidad única para aprovechar ese caudal, pero a su vez aparecen otros problemas. De estos el más importante, qué hacer con el exceso de agua en la instalación. Para solventarlo se proponen tres opciones, tal y como se recoge en la figura 13.1:

- Instalación de un depósito receptor, que almacene el agua hasta que sea tratada en la planta o utilizada con otros propósitos.
- Utilización del agua filtrada, recepcionada y turbinada para otros usos alternativos tales como:
 - Riego de zonas verdes urbanas.
 - Limpieza y riego de calles.
 - Uso en procesos productivos donde no es necesaria agua potable (por ejemplo: plantas de hormigón, tejas o ladrillos, construcción de infraestructuras tales como carreteras o edificación, plantas de enfriamiento, etc.)
 - Otros.
- Retorno del agua turbinada a la misma cuenca pero aguas abajo o a otra cuenca, primando factores como:
 - Ecología.
 - Coste/rentabilidad de la instalación.
 - Accesibilidad de cuencas o infraestructuras.
 - Beneficios añadidos futuros, mejora de otras cuencas fluviales.
 - Y otros ponderables a tener en cuenta.

Con la adopción de alguna de las opciones propuestas se ha desvinculado el uso de la instalación generadora de energía eléctrica del proceso principal de la instalación, se ha racionalizado el uso de la misma y se puede utilizar la instalación generando energía eléctrica de forma continua. Las expectativas de esta nueva, radical y lógica configuración son totalmente innovadoras y convierten una instalación con evidentes limitaciones (parámetros de funcionamiento) en otra completamente versátil e inmensamente más rentable y sostenible.

Por un lado el uso del agua potable para el riego de las masas verdes en la ciudad, supone un completo despropósito, desde el punto de vista económico y práctico. Las necesidades del agua para riego de masas verdes no son las mismas que para consumo humano, sobre todo en sus costes.

Además es una de las iniciativas de la ciudad de Logroño de cara a racionalizar gastos y recursos (publicado en el diario La Rioja en la fecha 18/5/2012). Se puede conducir el agua excedentaria a través del alcantarillado de la ciudad, lo que no es lo más recomendable, pero que constituye una alternativa viable mientras se implantan las nuevas infraestructuras de red de distribución para estos usos. Pero esta disponibilidad de agua apta para el riego de masas verdes además de

incrementar notablemente el volumen de agua que podría ser turbinada en la instalación generadora, permite someter a este agua a un tratamiento más adecuado para el uso previsto.

Por otro lado el riego y limpieza de calles, se realiza a través de bocas de riego que actualmente llevan agua potable de consumo humano. El volumen de agua destinado a este fin es muy alto en verano, y tal vez no sea el tipo de agua más apropiada para este propósito, pudiendo ser adaptada y tratada específicamente para esta función.

Y finalmente, la solución más evidente es la construcción o instalación de una conducción de retorno del caudal sobrante a la cuenca del río, o a otra cuenca preferiblemente deficitaria o necesitada de caudal, ya sea por motivos ecológicos, prácticos o estratégicos.

La adopción de alguna de las soluciones propuestas separaría definitivamente la planta generadora del resto de los procesos de la planta, convirtiéndola en una mini-central hidroeléctrica. La planta generadora reportaría altos beneficios a la instalación, mejorando notablemente su sostenibilidad, e incluso convirtiéndola de deficitaria a instalación rentable.

Todas estas innovaciones se pueden ver reflejadas en la figura 13.1, con los distintos usos y su lay-out.

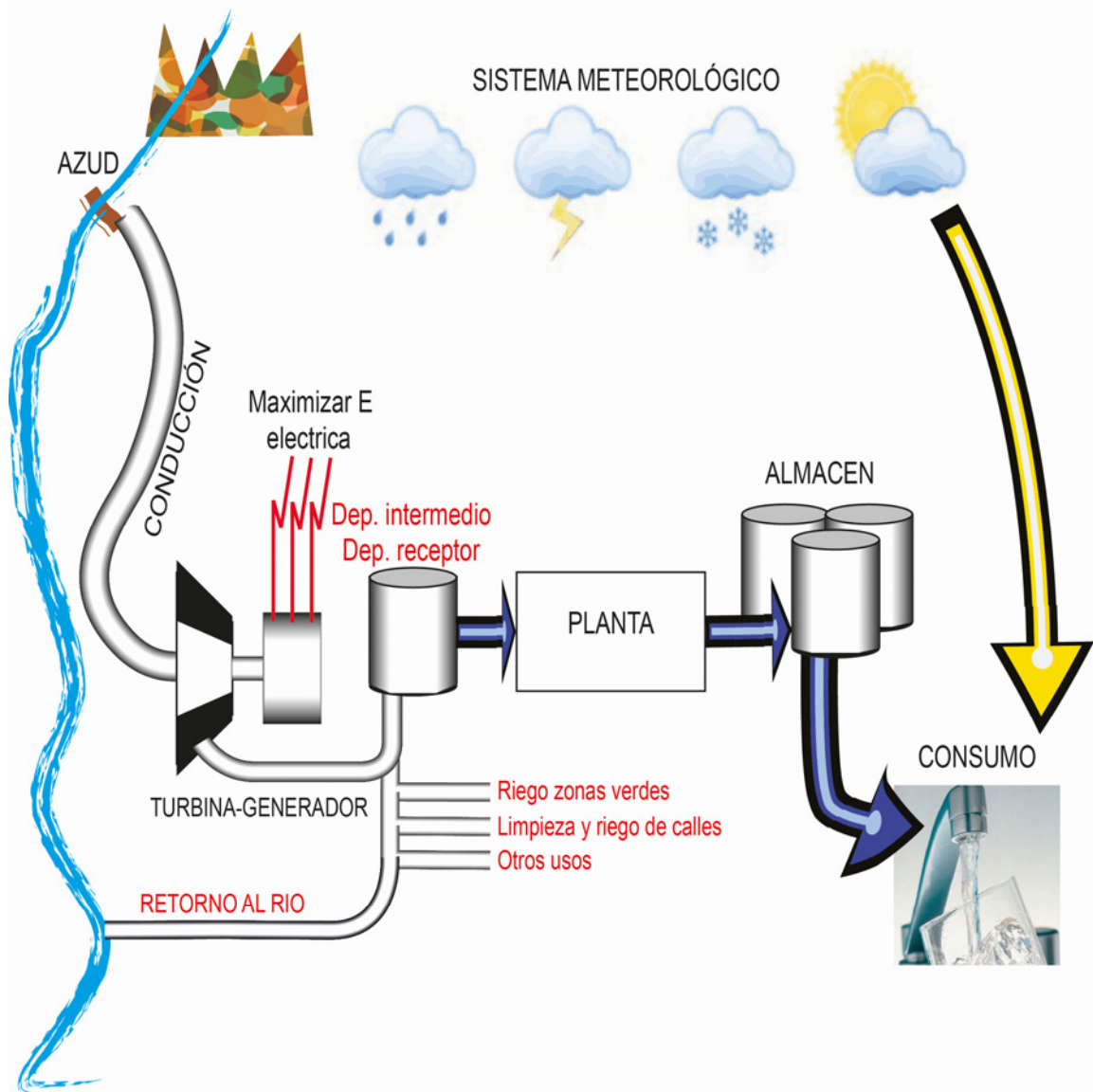


Figura 13.1: Alternativa con exceso de caudal en la cuenca.

Además se ha añadido un depósito intermedio, denominado depósito receptor, el cual sirve para bajar la presión del agua tras el turbinado, y además sirve de buffer para recibir el agua. Esta puede ingresar en el proceso de planta al ritmo que se desee, ya sea con caudales altos o bajos, brindando la oportunidad de regular el caudal dentro de la instalación, y separando definitivamente los procesos de generación y de planta.

Con caudal escaso en la cuenca, ¿se debe abandonar toda esperanza de producir energía en condiciones óptimas?.

Si se analiza el problema, se tiene que el único condicionante y no menos importante inconveniente es la escasez de caudal.

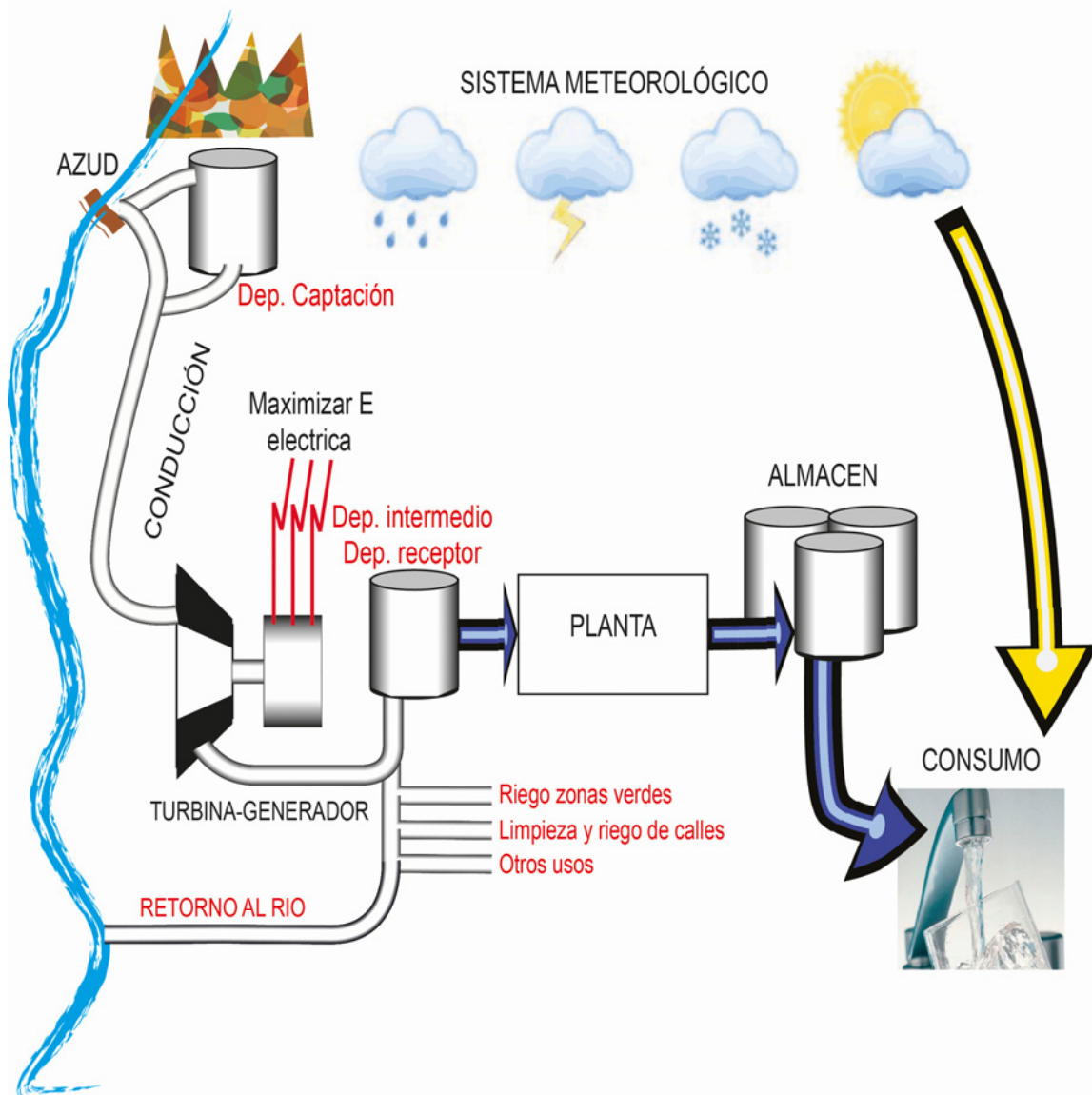


Figura 13.2: Alternativa con escasez de caudal en la cuenca.

Para paliar la escasez de agua en el río en lo posible, se puede instalar un depósito de captación, como se indica en la figura 13.2. Este depósito almacena de forma continua agua, hasta que, se decida enviarla a la instalación, hasta el momento en que se decida enviarla a la instalación, aumentando el flujo de agua en la conducción, y por ende el caudal turbinado. Aumentando con ello el rendimiento de la conducción, y el de la turbina, acoplamiento mecánico y generador.

La inclusión del depósito de captación, hace que se pueda ir almacenando agua a lo largo de un periodo de tiempo, de tal manera que no

añade presión sobre el río, respetando los caudales ecológicos al no realizar capturas de agua importantes, difiriendo en el tiempo la captación de agua por parte de la instalación.

El tándem de depósito de captación y depósito receptor, permite gestiones incluso más avanzadas: permitiendo funcionar la planta potabilizadora independientemente de la captación, sin que tenga que ser un proceso simultáneo. Estas nuevas técnicas de gestión abren nuevas líneas de investigación que se dejan abiertas para futuros trabajos

La situación es incluso más ventajosa si se desea generar energía y venderla en cada periodo de programación. Se puede captar agua a lo largo de los periodos en los que el precio de la energía es menor, para posteriormente turbinarla cuando el precio de la energía sea mayor, o en el periodo de programación deseado.

Además el cambio de estrategia, junto con las nuevas condiciones de trabajo, sería recomendable en las instalaciones del tipo b.5.2.

En este nuevo escenario de generación continua de energía si se produjera cualquier evento programado o no, como acciones de mantenimiento, averías, o paradas no programadas, estas se podrían programar y llevarlas a cabo en periodos de programación de precio bajo, aprovechando los beneficios del precio de la generación en periodos de alta remuneración.

Pero ¿cuál es el beneficio de separar los procesos de generación de energía y el proceso de planta asociado? La inclusión de los depósitos de captación y de recepción y sobre todo de la construcción de un canal de desagüe o retorno al río, harán que la planta pueda trabajar con una generación continua cercana al 100% de la máxima capacidad mecánica. Estos datos económicos ya han sido aportados en el estudio en la tabla 12.14 y son representados a modo de resumen en la tabla 13.1.

No se debe olvidar que este rendimiento es meramente teórico, debido a que turbinar de forma continua el caudal máximo sería imposible, motivado por distintos factores, tales como, paradas para mantenimiento, paradas forzosas por averías y sobre todo porque en los periodos de bajo caudal en la cuenca no sería una opción viable bajo ningún concepto, pero permitiría aprovechar los periodos de exceso de caudal en la cuenca, por lo que se ha propuesto el turbinado continuo al 90% de la capacidad, que brindara una idea más aproximada a la realidad.

No obstante no se podrán garantizar estos beneficios año a año, porque dependerá de factores tales como las precipitaciones y la situación hidrológica de la cuenca.

Modelo	Retribución anual bruta	Energía anual generada (kWh)	Rendimiento técnico.	Costes de producción	Retribución anual neta	Rendimiento TOTAL
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.867 €	5676480	90'00%	87.551'76 €	404.315 €	73'98%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	546.519 €	6307200	100'00%	97.279'73 €	449.239 €	82'20%

Tabla 13.1: Rendimientos, técnicos y económicos del turbinado continuo al 90% y al 100% de la capacidad de la instalación (año 2014).

13.7 Innovaciones

Las principales aportaciones de esta tesis son desarrolladas desde distintos ámbitos, tales como:

- La inclusión de la meteorología para estimar el consumo de agua, permitiendo a partir de dichas previsiones programar el funcionamiento de la instalación, con mayor precisión.
- Aumentar el control sobre la autonomía de las reservas.
- El control integral de todos los aspectos de la instalación, como son la generación eléctrica junto con el proceso de planta, y la gestión de los niveles de reservas.
- Mantener el control de los flujos de agua dentro de la instalación.
- Posibilidad de programar la generación eléctrica y el proceso de planta.
- Nuevos métodos de diseño para instalaciones cuyo objetivo principal es distinto a la generación de energía eléctrica, desvinculando la generación de energía eléctrica del proceso de la planta.
- Incrementar la eficiencia de este tipo de instalaciones.
- Incrementar de la sostenibilidad de este tipo de instalaciones.

Todas estas aportaciones redundan en un uso más racional de los recursos, en la mejora de la competitividad de estas instalaciones frente a otras tecnologías de generación, abaratamiento de costes, maximización de los beneficios, etc.

Como se ha expuesto anteriormente, todos estos aspectos mejoran el rendimiento y la competitividad en el nuevo escenario normativo, lo que supone un beneficio considerable teniendo en cuenta que la instalación de referencia tipo debe ser la más eficiente posible.

13.8 Futuras líneas de investigación

De las disertaciones de esta tesis surgen futuras líneas de investigación, que resultan muy interesantes de cara al avance tanto científico como técnico. Como más significativas cabe destacar:

- La mejora de los sistemas de predicción del consumo de agua a partir de variables meteorológicas. Esta línea de investigación supone un campo apasionante en constante avance y desarrollo, en conceptos tales como mejora de las previsiones, actualización de los algoritmos y estudios más profundos sobre sus relaciones e implicaciones.
- El estudio de mecánica de fluidos dirigidos a la mejora del cálculo de las variables de las conducciones, su funcionamiento y diseño.
- Estudio del impacto económico de la inversión en infraestructuras para desvincular la generación energía eléctrica de los procesos de la ETAP. A partir de estos estudios se podría valorar la rentabilidad de la inversión frente al beneficio potencial de la generación eléctrica en minicentrales hidroeléctricas.
- Ampliación del estudio a los procesos propios de la planta. A partir de la optimización propuesta, extender el estudio a la gestión de los procesos de la planta, con el objetivo de obtener un rendimiento eficiente e integral de toda la instalación (pj: recursos humanos, aprovisionamiento, etc).
- Particularización a otros tipos de instalaciones. La aplicación de las bases de este estudio a instalaciones con estructuras similares, pero con diferentes características.

14 Referencias

- [1] Fanny González, Luís Fariña, Eustaquio Martínez, Esteban Vargas, Anastacio Arce, "Lagrangean Relaxation Parallel Method for Optimizing of a Hydroelectric Generation System", *Electronic Notes in Theoretical Computer Science*, 29 December 2011, Volume 281, páginas 101 - 111.
- [2] Nima Amjady, Hassan Rezai Soleymanpour, "Daily Hydrothermal Generation Scheduling by a new Modified Adaptive Particle", *Electric Power Systems Research*, June 2010, Volume 80, páginas 723 - 732.
- [3] Jure Margeta, Zvonimir Glasnovic, "Exploitation of temporary water flow by hybrid PV-hydroelectric plant", *Renewable Energy*, Volume 36, August 2011, páginas 2268 - 2277.
- [4] Grubauer, W.; Underwood, R.; Telgenhoff, M.; Frowd, R., "Optimal hydro generation and interchange scheduling with flow-dependent channel constraints", *Energy Management and Power Delivery*, 1995, EMPD'95, Vol.2, páginas 595-600.
- [5] J.C. Galvis, A. Padilha-Feltrin, J.M. Yusta Loyo, "Cost assessment of efficiency losses in hydroelectric plants", *Electric Power Systems Research*, October 2011, Volume 81, páginas 1866 - 1873.
- [6] Rabelo, R.A.L.; Fernandes, R.A.S.; Carneiro, A.A.F.M.; Braga, R.T.V., "An approach based on Takagi-Sugeno Fuzzy Inference System applied to the operation planning of hydrothermal systems", *International Conference of Fuzzy Systems, FUZZ 2011. Taipei, Taiwan, June 27-30-2011*, páginas 1111 – 1118.
- [7] Aurelio R.L. Oliveira, Secundino Soares, Leonardo Nepomuceno, "Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, February 2005, Volume 27, páginas 91 – 99.
- [8] Li Ren; Xin-Yi Xiang, "Multi-purpose operation optimization of cascade hydroelectric power stations based on improved accelerating genetic algorithm", *Computer Science and Network Technology (ICCSNT)*, 2011, Vol.2, páginas: 766 - 770.
- [9] Liang, R.-H.; Hsu, Y.-Y., "Scheduling of hydroelectric generations using artificial neural networks", *Transmission and Distribution*, 1994, Volume: 141, páginas: 452 - 458.
- [10] Shyh-Jier Huang, "Application of genetic based fuzzy systems to hydroelectric generation scheduling", *Energy Conversion*, 1999, Volume: 14, páginas: 724 - 730.

- [11] Shyh-Jier Huang, "Hydroelectric generation scheduling an application of genetic-embedded fuzzy system approach", *Electric Power Systems Research* 1998, Volume 48, páginas: 65 - 72.
- [12] Liang, R.-H.; Hsu, Y.-Y. Generation, "Fuzzy linear programming: an application to hydroelectric generation scheduling", *Transmission and Distribution*, 1994, IEEE Proceedings-Volume: 141, páginas: 568 - 574.
- [13] Ruey-Hsun Liang, "A noise annealing neural network for hydroelectric generation scheduling with pumped-storage units", *Power Industry Computer Applications*, 1999. PICA'99, páginas: 171 - 176.
- [14] Ruey-Hsun Liang, "Application of grey relation analysis to hydroelectric generation scheduling", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 21, June 1999, páginas: 357 - 364.
- [15] Ni Jiayan; Wuang Daguang; Cheng Shutang, "The optimization model of hydroelectric generation in the electricity market", *Power System Technology*, 2002, PowerCon 2002, Volume: 3, páginas: 1344 - 1348.
- [16] Guangzhi Zhao, Matt Davison, "Optimal control of hydroelectric facility incorporating pump storage", *Renewable Energy*, April 2009, Volume 34, páginas: 1064 - 1077.
- [17] Ruey-Hsun Liang; Yuan-Yih Hsu, "Hydroelectric generation scheduling using self-organizing feature maps", *Electric Power Systems Research*, June 1994, Volume 30, páginas: 1 - 8.
- [18] Shawwash, Z.K.; Siu, T.K.; Russel, S.O., "The BC Hydro short term hydro scheduling optimization model", *Power Industry Computer Applications*, 1999. PICA '99. IEEE International Conference, páginas: 183 - 189.
- [19] Santos, T.N.; Diniz, A.L., "A comparison of static and dynamic models for hydro production in generation scheduling problems", *Power and Energy Society General Meeting*, 2010, páginas: 1 - 5.
- [20] Sakurai, T.; Funato, H.; Ogasawara, S., "Fundamental characteristics of test facility for micro hydroelectric power generation system", *Electrical Machines and Systems*, 2009. ICEMS 2009, páginas: 1 - 6.
- [21] Naccarino, J.R.; Cheung, R.T.; Briggs, W.; Mayur, N., "Real-time monitoring, optimization and control of a hydroelectric generation complex", *Power Systems* 1988, Volume: 3, páginas: 1769 - 1783.
- [22] Nicol Drouin; Antoine Gautier; Bernard F. Lamond; Pascal Lang, "Piecewise affine approximations for the control of a one-reservoir hydroelectric system Original Research", *European Journal of Operational Research* 1996, Volume 89, páginas: 53 - 69.

- [23] Bernard F. Lamond; Susan L. Monroe; Matthew J. Sobel, "A reservoir hydroelectric system: Exactly and approximately optimal policies", *European Journal of Operational Research*, 16 March 1995, Volume 81, páginas: 535 - 542.
- [24] Jianhua Liu; Rui Zhang; Lailing Wang, "Prediction of Urban Short-Term Water Consumption in Zhengzhou City", *ICICTA 2010, International Conference of Intelligent Computation Technology and Automation*, páginas: 922 - 926.
- [25] A. Altunkaynak; M. Özger; M. Çakmakci, "Water Consumption Prediction of Istanbul City by Using Fuzzy Logic Approach", *Water Resources Management 2005*, Volume 19, Number 5, páginas: 641 - 654.
- [26] An Chang Mingqi; Liu Junping; "Applying knowledge discovery to predict water-supply consumption", *Information Science and Engineering, ICISE 2009*, páginas: 5295 - 5298.
- [27] Tachibana, Y.; Ohnari, M., "Prediction model of hourly water consumption in water purification plant through categorical approach". *Systems, Man, and Cybernetics*, 1999. *IEEE SMC '99 Conference*, Vol.2, páginas: 569 - 574.
- [28] Tachibana, Y.; Ohnari, M., "Development of prediction model of hourly water consumption in water purification plant". *Industrial Electronics Society*, 1999. *IECON '99*, Vol.2, páginas: 710-715.
- [29] Juan Del Hoyo; J. Guillermo Llorente "Recursive Estimation and Testing of Dynamic Models ARMAX", *Computational Economics*, 2000, Volume 16, Numbers 1-2, páginas: 71 - 85.
- [30] Yongchang Ren; Tao Xing; Xiaoji Chen; Xu, E.; Ying Zhao, "Based on Process Neural Network Learning Algorithm for Prediction of Urban Water Consumption", *Computing, Control and Industrial Engineering, CCIE 2010*, páginas: 34 - 37.
- [31] Bruhns, A., Deurveilher, G., Roy, J.-S., "Water Demand Prediction Model Based on Radial Basis Function Neural Network", *Power Systems Computation Conference, ICISE 2009*.
- [32] Wei-dong Gao; Lu-yi Ma; Zhong-kui Jia; Yang-cui Ning, "Comparison of the GRNN and BP neural network for the prediction of populus water consumption", *IEEE, Advanced Computer Theory and Engineering, ICACTE 2010*, páginas: V2-389 - V2-392
- [33] Niu Zhi-guang; Chen Fa; Lu Ren-qiang, "Study on Fractal Prediction Model of Urban Hourly Water Consumption". *Natural Computation*, 2009. *ICNC '09*. páginas: 154 - 158.

- [34] Zekâi Şen; Abdüsselam Altunkayna, "Fuzzy system modelling of drinking water consumption prediction", *Expert Systems with Applications*, November 2009, Volume 36, páginas: 11745 - 11752.
- [35] Siple; Passel, "NWS Windchill factor", US Army and NOAA, National Weather Service Office of Climate, Water, and Weather Services USA & Canada, 1970, adapted by Rober Steadman.
- [36] A. R. Behnke; C.P. Yaglou, "Physhiological responses of men to chilling in ice water and to slow and fast rewarming", *J. Appl. Physiol.*, 3:591.602, Apr. 1951.
- [37] O. Ennemoser; W. Ambach; B. Ehrhart, "Dry wind chill effect and clothing", *Journal of Wilderness Medicine*, May 1991, Volume 2, páginas: 102 - 109.
- [38] Box G.E.P.; Jenkins G.M., "Time Series Analysis. Forecasting and Control. Holden-Day", San Francisco, 1970.
- [39] Antonio Muñoz San Roque; Thomas Czernichow. "Predicción de Series Temporales no Lineales". *Anales de Mecánica y Electricidad*, 2000, páginas: 46 - 57.
- [40] Krasnopolsky, V.M.; Fox-Rabinovitz, M.S.; Belochitski, A.A., "Development of neural network convection parameterizations for numerical climate and weather prediction models using cloud resolving model simulations", *Neural Networks, IJCNN 2010*, páginas: 1 - 8.
- [41] R. Lehmann. "On the choice of relaxation coefficients for Davies' lateral boundary scheme for regional weather prediction models", *Theoretical and Applied Climatology*, Volume 52, Numbers 1-2, 1-14.
- [42] T. Takagi, M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control", *IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics*, 1985, Vol. 15, no. 1, páginas: 116 - 132.
- [43] S. Chiu, "Fuzzy model identification based on cluster estimation", *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, 1994, Vol. 2, páginas: 267 - 278.
- [44] D.E. Goldberg, "Genetic algorithms in search, optimization and machine learning", *Adisson-Wesley Publishers Inc.*, Massachussets, January 1989, ISBN: 978-0201157673.
- [45] J.S.R. Jang, C.T. Sun and E. Mizutani, "Neuro-Fuzzy and Soft Computing", *Prentice Hall*, Englewood Cliffs, NJ, 1997.
- [46] A. A. Márquez; F. A. Márquez; A. Peregrín, "Rule base and adaptive fuzzy operators cooperative learning of Mamdani fuzzy systems with multi-objective genetic algorithms", *Evolutionary Intelligence*, 2009, Volume 2, Numbers 1 - 2, páginas: 39 - 51.

- [47] Shi-Chung Chang; Chun-Hung Chen; I-Kong Fong; Luh, P.B., "Hydroelectric generation scheduling with an effective differential dynamic programming algorithm", Power Systems, Publication, 1990, Volume: 5, páginas: 737 - 743.
- [48] Shyh-Jier Huang, "Enhancement of hydroelectric generation scheduling using and colony system based optimization approaches", Energy Conversion, 2001, Volume: 16, páginas: 296 - 301.
- [49] E. Schlemmer; W. Harb; J. Schoenauer; F. Mueller, "Application of stochastic simulation in the optimisation process of hydroelectric generators", The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, COMPEL 2003, Volume: 22, páginas: 821 - 833.
- [50] Chang Mingqi; Liu Junping, "Water Demand Prediction Model Based on Radial Basis Function Neural Network", IEEE Information Science and Engineering, ICISE 2009, páginas: 5295 – 5298.
- [51] A. Altunkaynak; Z. Şen, "Fuzzy logic model of lake water level fluctuations in Lake Van, Turkey", Theoretical and Applied Climatology, 2007, Volume 90, Numbers 3-4, páginas: 227 - 233.
- [52] Mehmet Ali Yurdusev; Mahmut Firat, "Adaptive neuro fuzzy inference system approach for municipal water consumption modeling: An application to Izmir, Turkey", Journal of Hydrology, 25 February 2009, Volume 365, páginas: 225 - 234.
- [53] Benoit Guieysse; Quentin Béchet; Andy Shilton, "Variability and uncertainty in water demand and water footprint assessments of fresh algae cultivation based on case studies from five climatic regions", January 2013, Bioresource Technology, Volume 128, páginas: 317-323.
- [54] Mahmut Firat; Mustafa Erkan Turan; Mehmet Ali Yurdusev, "Comparative analysis of fuzzy inference systems for water consumption time series prediction", Journal of Hydrology, 15 August 2009, Volume 374, páginas: 235 – 241.
- [55] Shirley Gato; Niranjali Jayasuriya; Peter Roberts, "Temperature and rainfall thresholds for base use urban water demand modelling", Journal of Hydrology, 30 April 2007, Volume 337, páginas: 364-376.
- [56] MOODY, Lewis. F. "Friction factors for pipe flow", ASME Trans. 1944, Volume 66, páginas: 671-684.
- [57] T. Takagi, M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control", IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Vol. 15, no. 1, 116-132, 1985.

- [58] William Karush, "Minima of Functions of Several Variables with Inequalities as Side Constraints.", M.Sc. Dissertation. Dept. of Mathematics, Univ. of Chicago, Chicago, Illinois, 1939.
- [59] H. W. Kuhn, Tucker, A. W., "Nonlinear programming Proceedings", 2nd Berkeley Symposium, University of California Press, Berkeley, 1951.
- [60] R. Álvarez García, E.P. Vergara González, F. Alba Elías, F.J. Martínez de Pisón, "Análisis multivariante de la línea de agua en planta potabilizadora (ETAP) de Lardero", VII congreso internacional de Ingeniería de Proyectos, Bilbao, 2004. P 489-498.

APENDICE A:

Apéndice A: Caso práctico de aplicación

A1. Antecedentes

Para evaluar los sistemas y métodos propuestos, estos se aplican a una instalación tratamiento de agua potable del entorno de La Rioja, concretamente de una estación de tratamiento de agua potable (ETAP) situada en Lardero, que proporciona agua potable a la ciudad de Logroño (La Rioja). En la figura A-1.1 se puede observar una vista aérea de la estación depuradora de agua potable.



Figura A-1.1: ETAP Lardero, vista aérea, Latitud: 42° 25' 52,44 N; Longitud: 2° 28' 18,83" W; Elevación: 458 m.

Esta estación potabilizadora se abastece de agua desde los embalses de González Lacasa y Pajares a través de la cuenca del río Iregua. Cuenta con un sistema generador de energía eléctrica y se puede clasificar como central de agua fluyente o de derivación. Es alimentada mediante una conducción cerrada de 13'77 Km. de longitud que toma el agua desde el azud de Zumacares en la localidad de Castañares de las Cuevas. También dispone de una captación a través de canal abierto que asegura el aprovisionamiento en caso de imponderables o necesidad, se puede apreciar una imagen del azud de captación en la figura A-1.2.

La parcela de la ETAP tiene una superficie total de 47.500 m² aproximadamente, es de forma irregular y su orografía es relativamente plana, ya que todos los procesos internos y movimientos de agua se realizan por gravedad, lo que contribuye a su sostenibilidad.

El acceso se realiza desde la N-111, en el tramo de Lardero-Logroño. La zona NW de la parcela limita con la autopista AP-68 de Bilbao a Zaragoza (E-804).

Empezó a operar en 1960, y a lo largo del tiempo ha sufrido numerosas ampliaciones y actualizaciones en sus instalaciones. Actualmente suministra un caudal de unos 103.000 m³/día de agua potable, dando servicio a varias poblaciones, entre ellas Logroño, Alberite, Lardero y Villamediana con un total de aproximadamente 178.457 habitantes, además de empresas de todo tipo.

Dentro de las principales características de la ETAP se pueden enumerar las siguientes:

- Cuatro depósitos de almacenamiento de 12500 m³ cada uno, con una capacidad total de 50.000 m³. En la última ampliación, finalizada el 30 de Junio de 2011, se habilitó un 5º depósito, ampliando su capacidad total a 62.500 m³.
- Caudal máximo de abastecimiento de agua potable de 1400 l/seg en cuatro conducciones.
- Pretratamiento: reja de gruesos, tamizado, desarenador, desengrasador.
- Tratamiento primario: Físico-químico, decantación.
- Tratamiento secundario: Fangos activados.
- Espesadores: espesador de gravedad y espesador de flotación.
- Estabilización: estabilización anaerobia.
- Deshidratación: centrífuga.
- Generación eléctrica: generación por turbina.

Esta ETAP suministra más del 90% de agua de riego para las zonas verdes de Logroño. Actualmente el agua de riego es potable. Obviamente este agua no debería ser tratada igual que la destinada al consumo humano, pero aun así, puede ser aprovechable en generación de energía eléctrica.

El incremento de caudal ayudará a la amortización tanto de las instalaciones como de los equipos de generación, contribuyendo a la sostenibilidad de la instalación y a la maximización y optimización de la producción de energía eléctrica, abaratando además los costes de producción de agua potable.

La dirección de la ETAP ha cedido gustosamente datos sobre entrada de agua a la ETAP, consumos de agua por los consumidores, generación eléctrica, entre otros, de los años 2002 a 2015 que han servido como base para este estudio y para los modelos propuestos. Estos datos mostraban diversas anomalías que hubieron de ser revisadas, ya que en determinados periodos de tiempo no existían registros por diversas circunstancias, o las lecturas de los registros eran incorrectas, etc.



Figura A-1.2: Vista azud de Zumacares desde donde se realiza el abastecimiento a la ETAP (Conf. Hidrográfica del Ebro).

Se debe destacar la buena disposición de los responsables de la estación depuradora del bajo Iregua (ETAP) especialmente al Director e Ingeniero del Servicio de Aguas Don Alberto De Pablo, que en todo momento presto su colaboración, resolviendo puntualmente cuantas dudas, detalles y necesidades se presentaron. Es de destacar su paciencia y buen hacer, además de agradecer su espléndida diligencia y su interés por los progresos de esta tesis.

Los análisis, parámetros y ecuaciones han sido particularizadas para la estación depuradora del bajo Iregua (ETAP) sita en Lardero (La Rioja). Así, los objetivos y conclusiones de esta tesis están particularizados para esta planta, aunque en gran medida son transportables y escalables a otras instalaciones cuyo principal objetivo no es exclusivamente la producción de energía eléctrica y tengan un proceso de planta asociado.

A2. Climatología de la ciudad de Logroño

La meteorología de la ciudad de Logroño se ve suavizada por su localización en el valle del Ebro, siendo sus condiciones meteorológicas típicas del denominado clima mediterráneo continental. La temperatura media anual es de 13'5°C. La temperatura puede rondar en invierno los cinco grados bajo cero, mientras que en verano los termómetros superan los treinta y cinco grados. Las precipitaciones medias anuales son de 400mm. Los vientos que afectan a la ciudad reciben los nombres siguientes:

- Desde el norte, el Cierzo
- Del sur, el Abrego
- Del este, Solano
- Del oeste, el Castellano.

Los vientos intermedios son:

- Del noreste, el Navarrico.
- Del Noroeste, Regañón.
- Del suroeste, el Buralés.
- Del sureste, el Soriano.

En la figura A-2.1 se puede apreciar las medias históricas de temperaturas máximas, mínimas y medias, además de la precipitación a lo largo del año, caracterizadas por meses. En la tabla a-2.1 se aprecian sus valores numéricos, junto a otros datos como humedad relativa en porcentaje y la cantidad de días con precipitación por mes (fuente: agencia estatal de meteorología).

El inconveniente de los datos de la tabla A-2.1, es que no son específicos, aunque representan muy bien la media de temperatura, precipitación y humedad, así como su evolución y comportamiento estacional

Aunque son muy esclarecedores, y proporcionan una idea clara de la evolución de los mismos a lo largo del año, no son los datos que se utilizaran para la implementación del sistema Neuro-Fuzzy, de predicción de la demanda de agua. Para implementar el modelo Neuro-Fuzzy, son necesarios con más nivel de detalle, se necesitan los valores como mínimo especificados hora a hora, permitiendo enfrentar la evolución de las variables atmosféricas, frente al consumo de agua en cada momento.

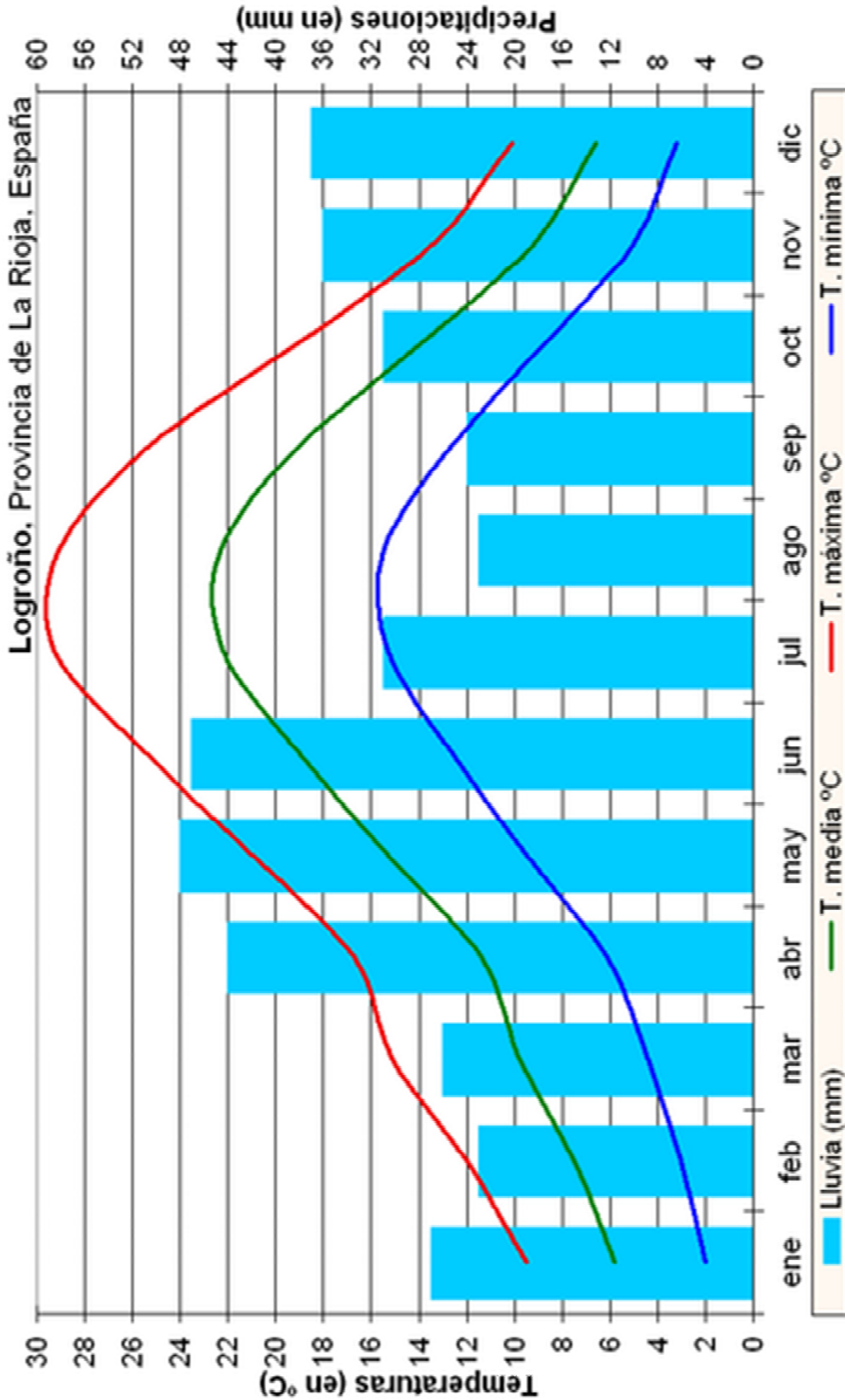


Figura A-2.1: Histórico de temperaturas y precipitaciones en la ciudad de Logroño 2011. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología.



 Parámetros climáticos promedio de Logroño 													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Temperatura diaria máxima (°C)	9.5	12.0	15.1	16.7	21.0	25.4	29.3	29.1	25.4	19.3	13.4	10.1	18.9
Temperatura diaria mínima (°C)	2.0	3.0	4.4	6.1	9.5	12.6	15.3	15.5	12.7	8.9	5.0	3.2	8.2
Precipitación total (mm)	27	23	26	44	48	47	31	23	24	31	36	37	399
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	6	5	5	7	8	5	4	4	4	6	6	6	67
Humedad (%)	77	71	65	63	62	59	57	59	64	72	76	79	67

Tabla A-2.1 : Parámetros climáticos de la ciudad de Logroño, fuente: Agencia Estatal de Meteorología.

A3. Obtención de variables atmosféricas y de consumo de agua

Antes de implementar el modelo predictivo, es necesario obtener las variables del sistema atmosférico y de consumo de agua.

Ambos sistemas, el atmosférico y el de consumo de agua, se han de relacionar de tal forma que conociendo las variables atmosféricas, se pueda obtener una previsión del consumo de agua por parte de los consumidores.

A3.1. Meteorología

Para el sistema atmosférico se recurre a dos fuentes de datos principales, estas son:

- La Agencia Estatal de Meteorología.
- La Consejería de Medio Ambiente del Gobierno de La Rioja.

Los datos de las variables meteorológicas del área de estudio, en nuestro caso la ciudad de Logroño, se ha obtenido de la página web de la Consejería de Medio Ambiente del Gobierno de La Rioja, ya que son públicas y accesibles a través de la página web del Gobierno de La Rioja través de un link enmarcado como **Emergencias 112**, siguiendo los enlaces mostrados en las figuras A-3.1, A-3.2 y A-3.3.

Los datos meteorológicos pueden obtenerse en formato EXCEL, CSV y con los intervalos diarios, mensuales o anuales, como muestra la figura A-3.4, lo que facilita notablemente la manipulación de los mismos con herramientas especializadas

Es de destacar el buen funcionamiento de este servicio, de gran utilidad para todo aquel que necesite consultar datos meteorológicos; datos registrados con rigurosa exactitud y diligencia, no existiendo periodos en blanco, (es decir, sin registro de datos).

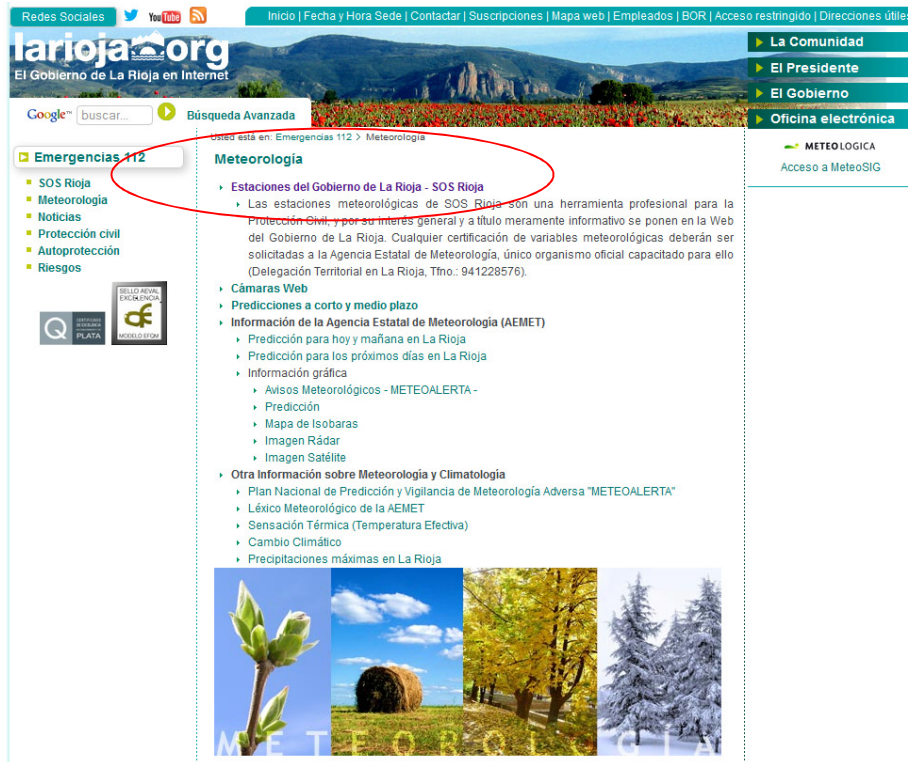


Figura A-3.1: Página de acceso a las estaciones meteorológicas del Gobierno de La Rioja, link:

<http://www.larioja.org/npRioja/default/defaultpage.jsp?idtab=442821>



Figura A-3.2: Página de Emergencias 112, donde se encuentra los link de distintas estaciones meteorológicas dependientes del Gobierno de La Rioja, link:

<http://www.larioja.org/npRioja/default/defaultpage.jsp?idtab=457639>

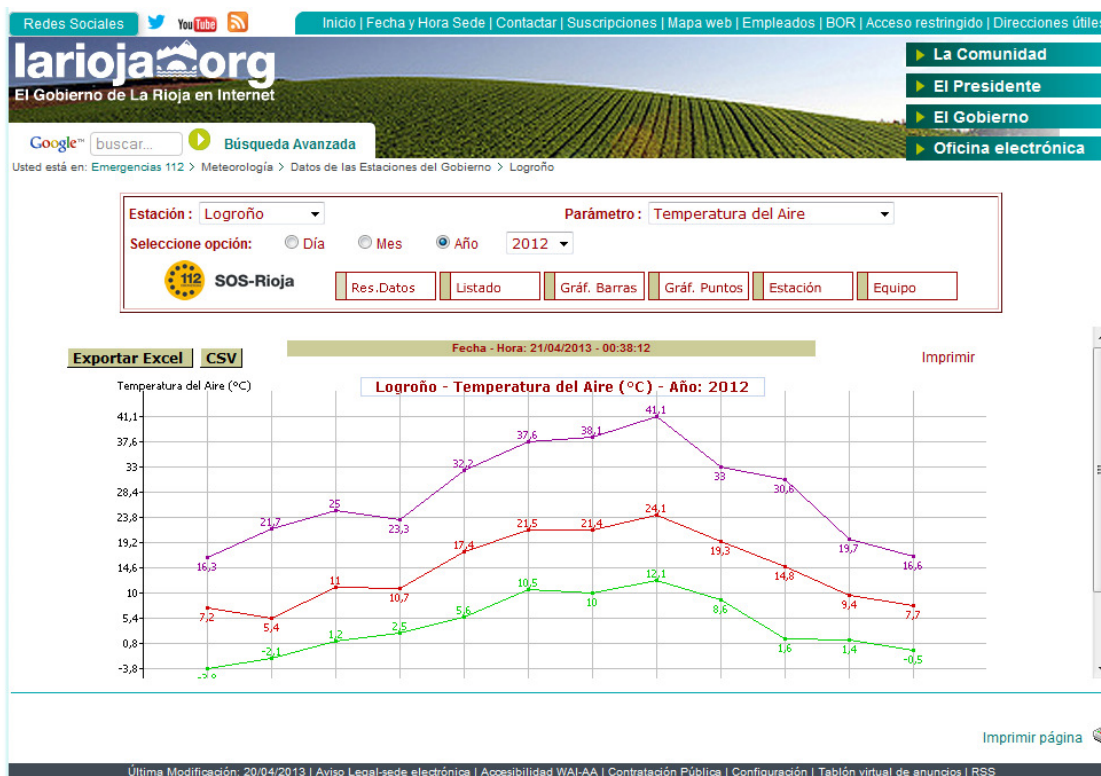


Figura A-3.3: Página de descarga de datos meteorológicos de la estación de Logroño, link:

<http://www.larioja.org/npRioja/default/defaultpage.jsp?idtab=457639>

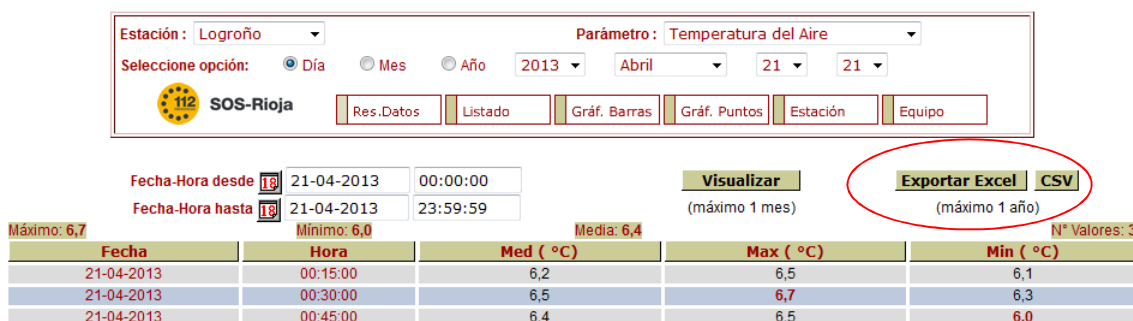


Figura A-3.4: Pantalla de descarga de datos de la estación meteorológica.

A3.2. Consumo de agua

Los datos de consumo de agua fueron cedidos para este estudio, tras cursar una petición al Ayuntamiento de Logroño, y fueron facilitados por el personal de la propia ETAP. Estos datos de la ETAP sobre el consumo de agua se encontraban en formato EXCEL y ACCESS.

Además de la cesión de los datos, se me permitió el acceso a las instalaciones de la estación depuradora de agua en toda aquella ocasión en

que necesité comprobar algún detalle necesario para el desarrollo de los trabajos recogidos en esta tesis.

Las instalaciones de este tipo, publican anualmente datos estadísticos sobre su actividad, con datos muy interesantes sobre el consumo de agua, que resultan interesantes para estudios estadísticos, pero poco útiles para su aplicación en estudios científicos. Para un estudio como el recogido en esta tesis, hacen falta datos sobre el consumo de agua, con mucha mayor resolución, y con al menos, registros de estos valores con una periodicidad horaria.

Estos datos son más difíciles de obtener, y la única fuente capaz de registrarlas es la propia instalación. Al no tener un carácter estratégico o sensible, su obtención ha sido relativamente sencilla.

A4. Normalización

La obtención, ordenación y filtrado de las variables de entrada, para los modelos y métodos desarrollados en los trabajos de investigación comprendidos en esta tesis, representa un reto importante. Las variables meteorológicas son fiables, continuas y con intervalos de registro de 15 min. Distinto problema son las variables de consumo de agua proporcionadas por la ETAP, que presentan intervalos de registro de 10 min, y en ocasiones, discontinuidad en el registro de datos.

Dicha discontinuidad se manifiesta principalmente en la existencia de periodos de tiempo en los que las variables no han sido registradas, o los captadores que proporcionan medidas atípicas. Por otro lado algunos registros no resultan fiables por las discordancias que presentan, esta discordancia se confirma por medio de la comprobación de fallos técnicos en los equipos de medida, o por la existencia de eventos singulares como averías en las conducciones de la ETAP.

El proceso de normalización se hace necesario en primer lugar para igualar el intervalo de registro de las variables: como ya se ha comentado, las variables meteorológicas tienen intervalos entre muestras de 15 minutos, mientras que el intervalo entre las medidas de consumo de agua es de 10 minutos. Para la normalización se toma un múltiplo de ambos tiempos de registro lo suficientemente significativo, en este caso 60 minutos, puesto que predicciones en intervalos de tiempo inferiores no tienen utilidad ni relevancia.

La normalización se lleva a cabo mediante distintos métodos, dependiendo de la naturaleza y formato de los datos.

Los datos meteorológicos generalmente vienen registrados en valores instantáneos. La naturaleza de las variables atmosféricas es, por lo general de tipo instantáneo, salvo la precipitación que es acumulativa. La aplicación de estas variables es directa, por lo que la normalización en un determinado intervalo consiste en realizar la media aritmética de los registros dentro del intervalo considerado, tal como muestra la ecuación (A-4.1).

$$x_t = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (\text{A-4.1})$$

Las variables son instantáneas:

- Temperatura.
- Humedad.
- Velocidad del viento.
- Radiación solar.
- Presión.

Los datos de la ETAP, son registrados por totalizadores, por lo que para obtener los valores instantáneos hay que restar a cada valor registrado, el anterior, tal como muestra la ecuación (A-4.2).

$$x_i = X_i - X_{i-1} \quad (\text{A-4.2})$$

La naturaleza de las variables de la ETAP es, por lo general, acumulativa, lo que quiere decir que su valor en un intervalo determinado es igual a la suma de los intervalos intermedios y para su normalización se realiza el sumatorio de sus valores dentro del intervalo de considerado, según la ecuación (A-4.3).

$$x_t = \sum_{i=1}^n X_i \quad (\text{A-4.3})$$

Son variables de naturaleza acumulativa:

- Consumo de agua.
- Captación de agua.
- Energía generada.
- Precipitación (variable climática).

La salida de agua potable de la ETAP se divide en cuatro conducciones de salida, tres de ellas conducen el agua potable a la ciudad de Logroño, las cuales hay que sumar. Analizando estos datos se observa discontinuidades en los periodos de registro, problema ya comentado con anterioridad en este documento. Las principales causas de estas discontinuidades son fallos en los equipos de medida, averías en las conducciones, pérdida de los datos, y singularidades internas o externas a la ETAP. Además de las discontinuidades también se observa registros anormales o atípicos, que hay que buscar para corregir o eliminar de entre miles de registros válidos, proceso que se denomina filtrado.

Para el filtrado, se recurre a la estadística. La teoría de errores se puede remontar al trabajo de Thomas Simpson, quien a finales del siglo XVIII aplicó por primera vez la teoría de la discusión de errores de observación. Su trabajo incluye el axioma de que errores positivos y negativos son igualmente probables, y que hay unos ciertos límites asignables dentro de los cuales se encuentran todos los errores; se describen errores continuos y una curva de probabilidad, que marca el grado de certidumbre del registro de la variable.

Tras el filtrado se unen ambas series de datos (la de variables climáticas y la de variables de la ETAP) en tuplas de longitud n que engloban todos los registros sometidos a estudio, tanto meteorológicos como de consumo de agua de la ETAP. Se eliminan aquellos registros que no tienen correspondencia en el otro grupo de datos, y se crea una identidad entre ambas series.

Esto se puede formalizar dando la siguiente definición formal, recogida en la ecuación (A-4.4), de identidad para dos n -tuplas:

$$(a_1, a_2, \dots, a_n) = (b_1, b_2, \dots, b_n) \text{ si y sólo si } a_1 = b_1, a_2 = b_2 \dots \quad (\text{A-4.4})$$

Sin embargo, la forma de conformar tuplas más interesante para su utilización en sistemas numéricos es mediante asociación biyectiva, definida por la ecuación (A-4.5), entre los elementos de las dos tablas, en una construcción más primitiva de la teoría de conjuntos, constituida como pares ordenados.

Afirmando que a cada elemento del conjunto A , le corresponde otro elemento y solo uno del conjunto B .

$$|X| = |Y| \quad \forall x \in X : \exists y \in Y \quad (\text{A-4.5})$$

Las tuplas quedan almacenadas en una base de datos, subdivididas en dos tablas interdependientes relacionadas entre sí mediante tablas relacionales con correspondencia biunívoca.

A5. Establecimiento de las variables de captación y conducción

El establecimiento de las variables de captación supone una tarea compleja debido en parte a la poca accesibilidad a información relativa a cesiones, usos y derechos del agua. En definitiva se trata de fijar la cantidad de agua que se puede captar del río, sin que su caudal ecológico, ni los otros usos y cesiones se vean afectados. Para ello, se ha de estudiar el cauce del río Iregua.

En la figura A-5.1 se muestra el trazado del cauce, las conducciones y parte de las infraestructuras instaladas en la cuenca del río Iregua, además de distintos canales de abastecimiento a otras cuencas, pantanos, etc.

El establecimiento de las variables de captación y conducción es un punto clave. Por un lado tenemos la captación de agua, que está condicionada por la cantidad de agua en la cuenca del río, que a su vez está sujeta a condicionantes como la estación del año, las precipitaciones, nevadas acaecidas a lo largo del año. La cuenca es regulada por los embalses de González Lacasa y Pajares que estabilizan el caudal de la cuenca del río Iregua.

Otro factor que afecta al río son las cesiones a distintos usos y aprovechamientos. Usuarios de estas cesiones son por ejemplo, las piscifactorías de Torrecilla de Cameros y Viguera, y a la central hidroeléctrica de Panzares (concesión de $4\text{m}^3/\text{s}$), los aprovechamientos de comunidades de regantes, y los trasvases a distintos canales y ríos (por ejemplo: al río Albercos). Además es necesario respetar los caudales mínimos ecológicos fijados para esta cuenca.

La tarea de cuantificar el reparto de caudal se convierte en un complejo puzle, que conlleva una gran cantidad de consultas a distintas entidades: la Comunidad Autónoma de La Rioja, la Confederación Hidrográfica del Ebro, La Junta de Gestión del río Iregua, y el Ministerio de Medio Ambiente.

Por otro lado está la conducción, con sus características particulares que la definen, tales como:

- Longitud.
- Salto bruto.
- Trazado.
- Material.
- Diámetro.
- Instalaciones asociadas, como cámara de carga, rejas de sólidos, etc.

A5.1. Estudio del río y su cuenca (Morfología e Hidrología).

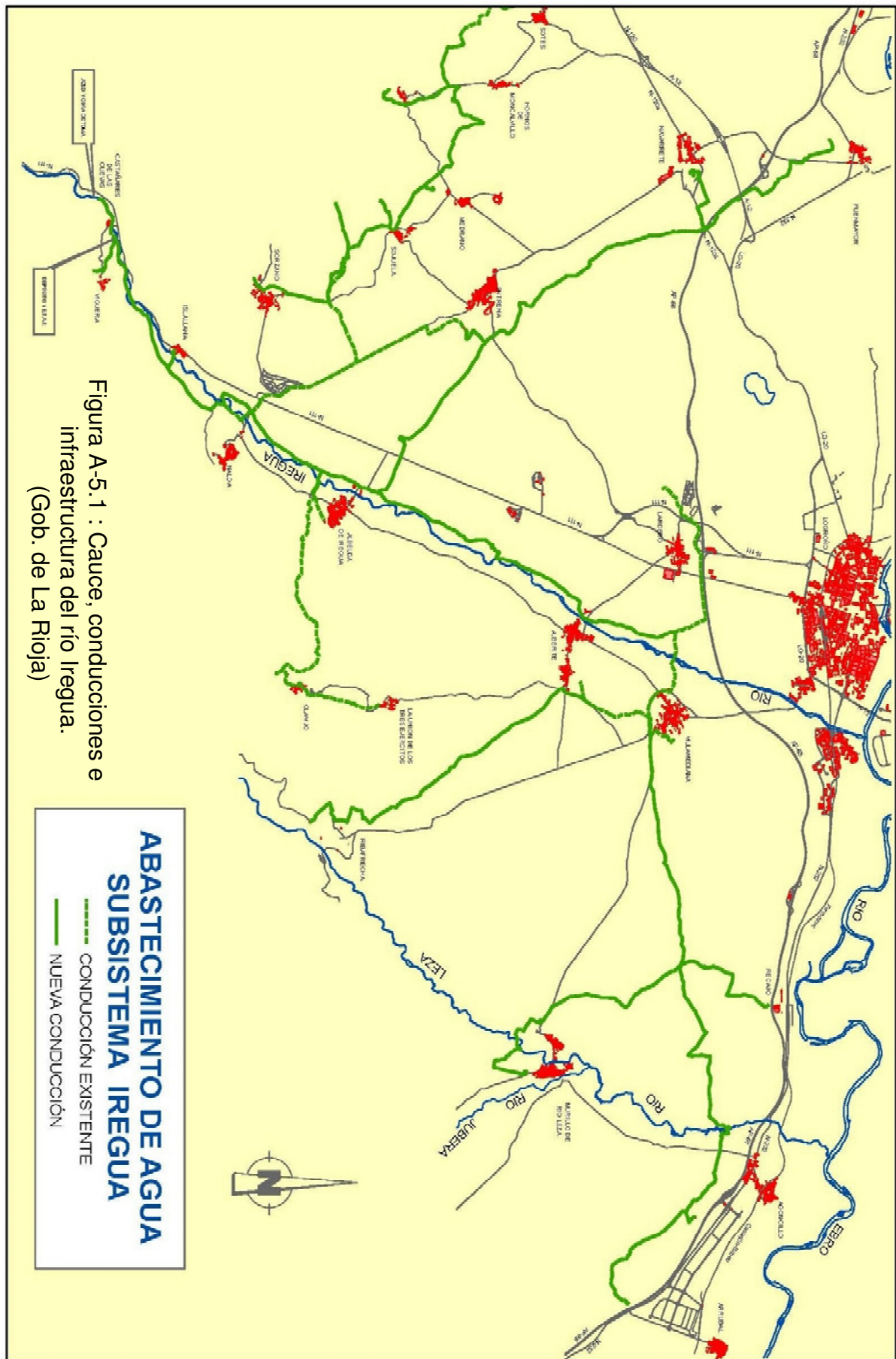
El río Iregua drena la vertiente Norte de la Sierra Cebollera, aproximadamente en el límite administrativo entre Castilla y La Rioja, desde allí se dirige hacia el Norte hasta conectarse con el Ebro en Logroño. Esta cuenca ocupa una extensión de 663 km² casi totalmente en ámbito riojano. Presenta tres afluentes principales: el río Lumbreras en su margen derecha, y los ríos Mayor y Albercos en su margen izquierda, tal y como se puede apreciar en la figura A-5.1.

El caudal de agua total en régimen natural, según el Plan hidrológico del Ebro (PHE), es 6'6 m³/s (209'6 hm³/año). La demanda total a satisfacer es 99'6 hm³/año que se destinan a (fuente: Directrices del Plan Hidrológico de la cuenca de Ebro):

- Abastecimiento de 178.457 habitantes (15'44 hm³/año).
- Riego de 8.878 ha (63'21 hm³/año).
- Abastecimiento de industrias (21 hm³/año).

La mayor parte de la superficie regable se encuentra aguas abajo de Islallana. El almacenamiento del agua para la regulación del caudal en la cuenca, se realiza en los tres principales embalses de la cuenca:

- A) Embalse de Pajares, su construcción se inició en 1988 y finalizó en 1995. Su capacidad total es de 35 hm³. El objetivo de este embalse es la mejora del abastecimiento a Logroño. Las figuras A-5.7 y A-5.9 representan dos fotografías de dicho embalse.
- B) Embalse de González Lacasa o de Ortigosa, construido en 1962 y con una capacidad total de 33 hm³. Este embalse está representado en las figuras A-5.8 y A-5.10.
- C) Embalse de la Grajera, situado en las proximidades de la desembocadura al río Ebro, y alimentado desde el río Somero.



Entre las principales infraestructuras del almacenamiento destaca el canal alimentador al embalse González Lacasa, este canal entró en funcionamiento en 1960. Aguas abajo del núcleo urbano de Islallana destaca la existencia de los llamados doce ríos que constituyen la red de acequias a partir de las que se desarrollan los pequeños regadíos de la cuenca del Iregua.



Figura A-5.2: Piscifactoría de Torrecilla



Figura A-5.3: Suelta de agua en la piscifactoría de Torrecilla.



Figura A-5.4: Piscifactoría de Viguera.



Figura A-5.5: Central Hidroeléctrica de Panzares.

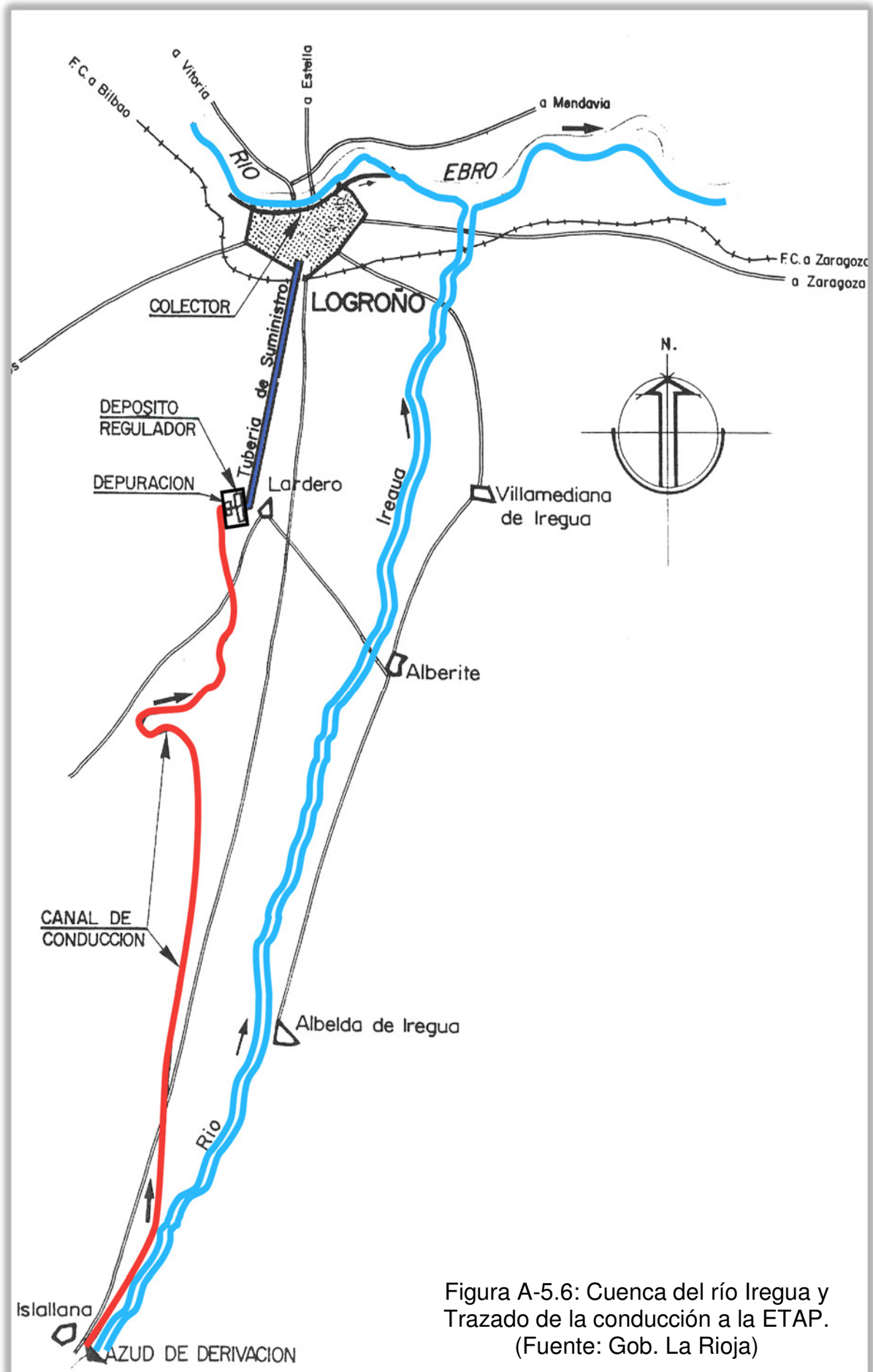


Figura A-5.6: Cuenca del río Iregua y Trazado de la conducción a la ETAP. (Fuente: Gob. La Rioja)

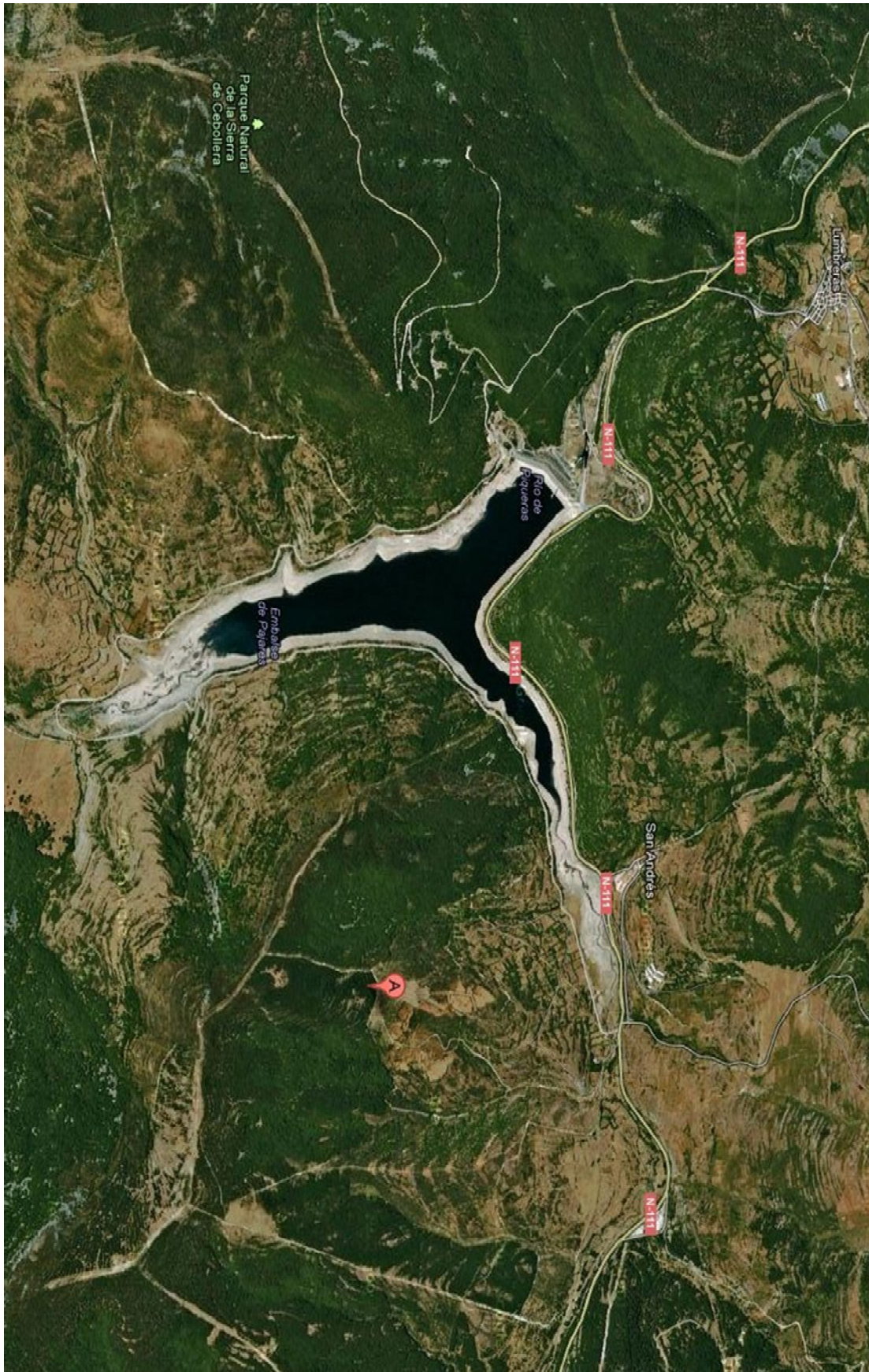


Figura A-5.7: Vista del Embalse Pajares. (Fuente: Google Maps).

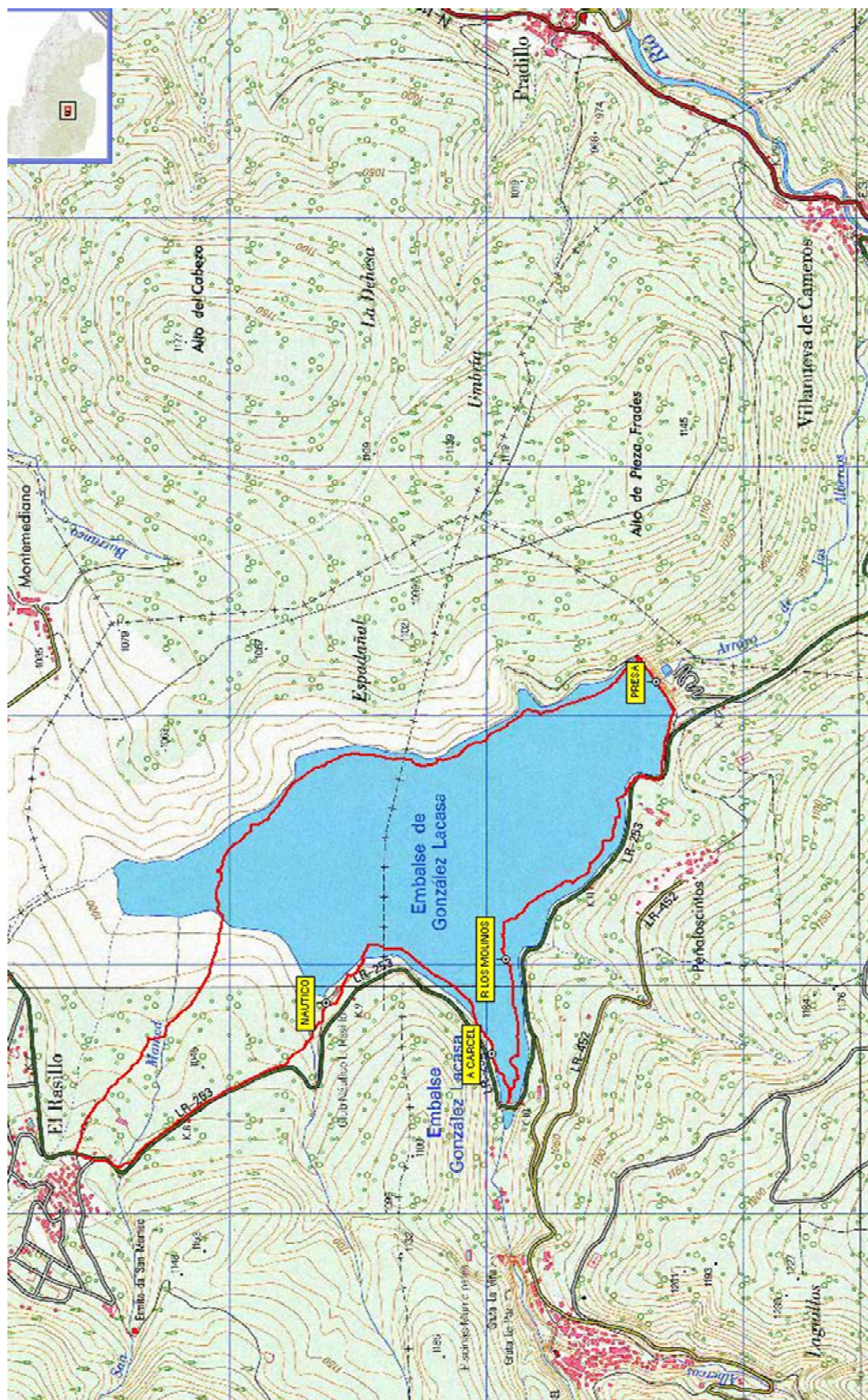


Figura A-5-8: Vista del Embalse González Lacasa. (Fuente: SIGPAC).



Figura A-5.9: Vista de la presa del embalse de Pajares.



Figura A-5.10: Vista desde la presa del embalse de González Lacasa (Ortigosa).

Entre otros usos del agua de la cuenca del río Iregua, destaca el abastecimiento a Logroño, con aguas reguladas por el embalse de González Lacasa y que supone una detracción de 15 hm³/año. Dentro también de otros usos podemos citar la central hidroeléctrica de Panzares, representada en la figura A-5.5, y que cuenta con un caudal concesional de 4 m³/s. Además existen dos piscifactorías, una en Torrecilla de Cameros representada en las figuras A-5.2 y A-5.3, y otra en Viguera, representada en la figura A-5.4.

Para la obtención de información sobre el caudal del río Iregua la principal fuente es la página web de la confederación hidrográfica del Ebro (www.chebro.es). La información que contiene es amplia y precisa en todo lo relativo al río Ebro y sus afluentes, entre ellos, el río Iregua. Los datos que se obtienen son medidas tomadas, a través de estaciones de aforo en distintos puntos del cauce, en los últimos 67 años. En la figura A-5.11 se puede consultar la posición de las estaciones de aforo del río Iregua. Los datos medidos en estas estaciones de aforo permiten estudiar los caudales en las diferentes épocas del año y ciclos hídricos, y a partir de ellos estimar las necesidades de los consumidores y cesionarios aguas abajo del azud de captación de la ETAP.

De entre los datos de la página web de la Confederación Hidrográfica del Ebro, se obtiene el caudal medio de la cuenca a la altura de las localidades de Lumbreras (estación de aforo 9035) e Islallana, (estación de aforo 9036), es decir, las dos estaciones de aforo situadas antes de la captación de agua e inmediatamente después. La situación de estas dos estaciones se puede apreciar en la figura A-5.12.

Nótese, que en la nomenclatura de algunas ilustraciones o referencias a las estaciones de aforos, se ha omitido parte de dicha referencia, dependiendo de la fuente de la que provengan. Es decir, la estación de aforo en Islallana, cuya referencia en la Confederación Hidrográfica es 9036, es representada en algunos casos como 36, y la 9035 de Villoslada de Cameros, es representada como 35. La estación de aforo de Lumbreras 9142, es referenciada en algunos documentos como 142. Se advierte esta circunstancia para facilitar la comprensión.

El régimen hidrológico real, para la aplicación que nos ocupa, se registra en la estación de aforos 9036 (río Iregua en Islallana), ya que se encuentra cerca del azud de captación, y es más descriptiva del estado del cauce antes de la captación.

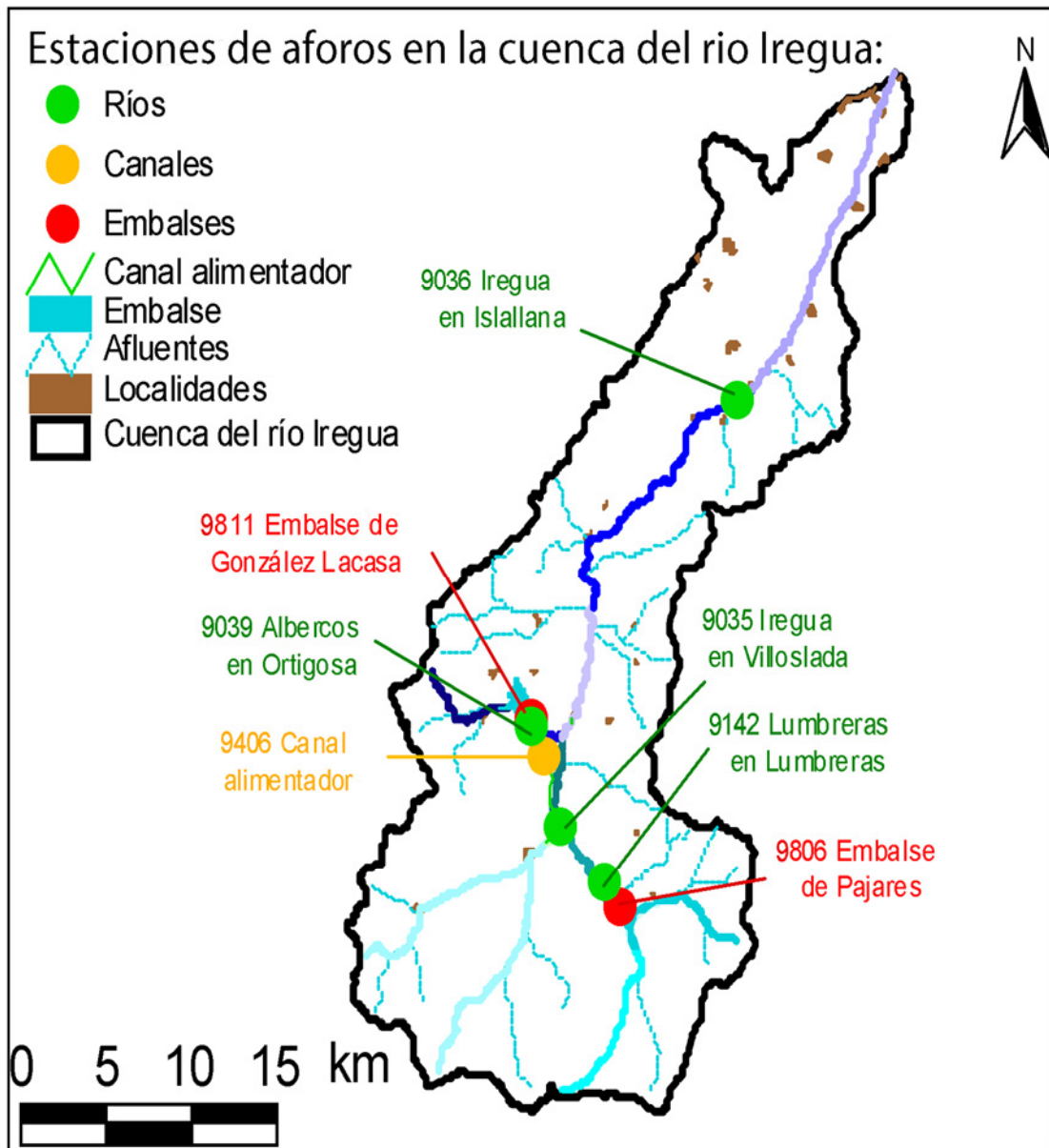


Figura A-5.11: Distribución de embalses y estaciones de aforo en la cuenca del río Iregua (fuente: Confederación Hidrográfica del Ebro), corregida.

El caudal medio registrado en esta estación de aforos en 65 años hidrológicos completos desde el año 1948/49 hasta el año 2013/14 es $5'9 \text{ m}^3/\text{s}$. El régimen mensual del río Iregua en cabecera viene caracterizado por la estación del río Lumbreras en el municipio del mismo nombre; los datos de la estación de aforo correspondiente se representan en la figura A-5.12A). El periodo de mayor caudal se presenta entre enero y mayo, con el máximo en abril y el periodo de menor caudal entre julio y octubre, con el mínimo en Septiembre. La estación de Islallana cuyos datos medios se representan en la figura A-5.12B, presenta un régimen mensual semejante al de la estación del río Lumbreras. El máximo se presenta en abril con $10'7 \text{ m}^3/\text{s}$, y el mínimo se registra en octubre con un $2'6 \text{ m}^3/\text{s}$. La comparación

de los caudales medios de ambas estaciones permite apreciar la regulación del río por el embalse de González Lacasa.

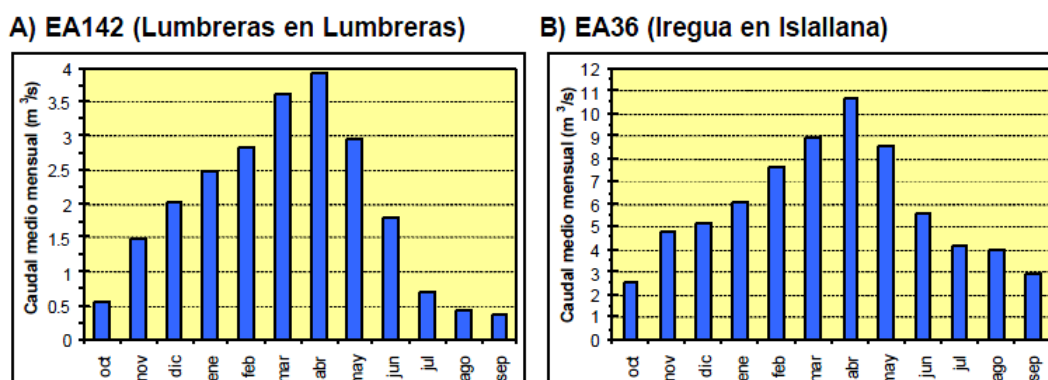


Figura A-5.12 A/B: Hidrogramas medios mensuales característicos de la cuenca del río Iregua: A) Estación 142 (Lumbreras en Lumbreras) en 42 años completos, del periodo 1951/52-1996/97; y B) estación 9036 (Iregua en Islallana) en 65 años completos del periodo 1948/49-2013/14.

(Fuente: Conf. Hidrográfica del Ebro).

En la tabla A-5.1 y la tabla A-5.2 se pueden consultar los datos representados en la figura A-5.12A/B pero de forma numérica, permitiendo una evaluación más pormenorizada:

- Nº de años con datos: 82
- Nº de años completos: 67
- Incompletos: 15
- Año inicial de la serie: 1930
- Año final: 2014
- Nº de meses: 950

Caudal medio anual:	5'886 m ³ /s
Mínimo anual:	2'23 m ³ /s
Máximo anual:	12'16 m ³ /s
Máximo mensual:	46'53 m ³ /s
Caudal mínimo mensual:	0'57 m ³ /s

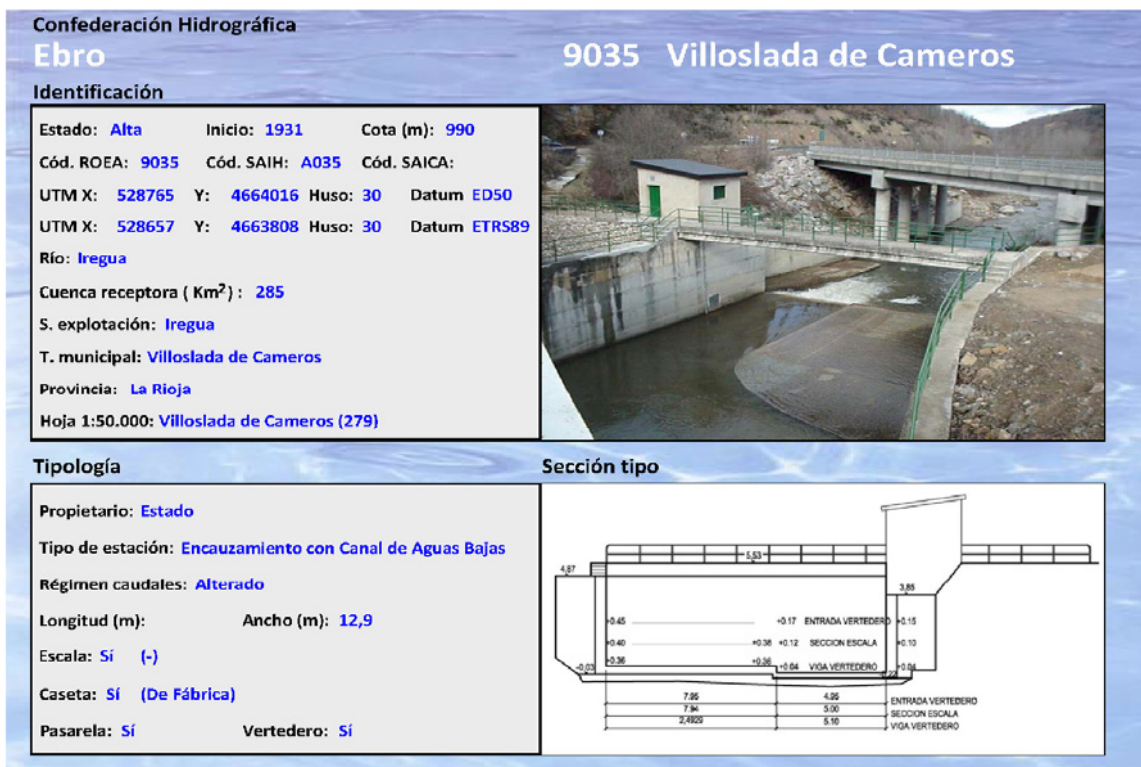
Tabla A-5.1: Caudales medios estadísticos.

Caudales medios mensuales en m ³ /s					
octubre:	2'704	noviembre:	4'589	diciembre:	5'304
enero:	6'039	febrero:	7'391	marzo:	9'312
abril:	9'853	mayo:	8'672	junio:	5'982
julio:	4'559	agosto:	4'156	septiembre:	2'891

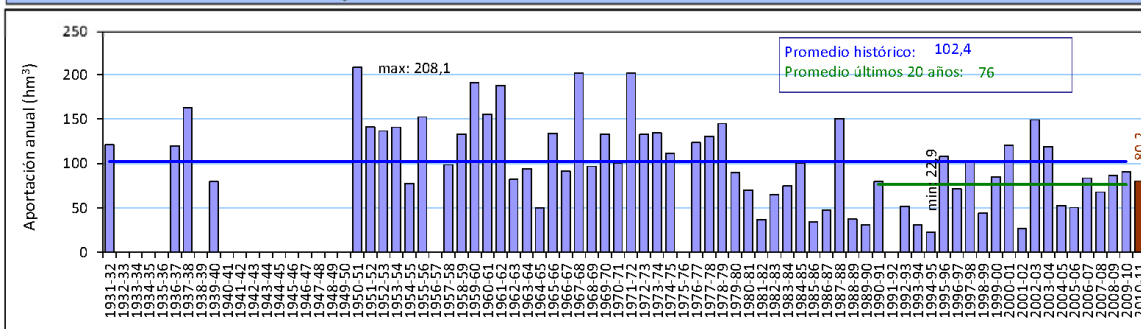
Tabla A-5.2: Caudales medios río Iregua.

En la actualidad existen dos embalses que modifican el régimen hidrológico natural de los cauces de la cuenca del Iregua, tal como se ha comentado anteriormente. La puesta en servicio del embalse de Pajares en 1995 modifica los caudales en un tramo del río Lumbreras por los desembalses de verano. El embalse de González Lacasa en el cauce del río Albercos y su canal alimentador con la toma desde el río Iregua aguas arriba de la confluencia del río Lumbreras, han supuesto una modificación de los regímenes hidrológicos naturales de los cauces asociados a estas infraestructuras. Los distintos tramos del río se mejoran representado en detalle en la figura A-5.17.

Los embalses del río Iregua suponen una reserva estratégica de agua para la Comunidad Autónoma de La Rioja, ya que abastecen de agua potable al 60% de su población total. Además son los proveedores de recursos para multitud de explotaciones donde el agua tiene un protagonismo principal, tales como piscifactorías, centrales hidroeléctricas o cultivos de regadío.



Estación de Aforo: 9035 Río Iregua en Villoslada de Cameros



Caudales máximos (m ³ /s)	Qc	fecha Qc	mediana de Qc	Qci	fecha Qci	mediana de Qci
Máximo del periodo histórico	191,5	18/11/1967	30,8	≥ 191,5	/11/1967	40,7
Año 2010-11	14,4	17/03/2011		22,1	16/03/2011	

Aportaciones mensuales (hm ³)	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep
Mínimo	0,0	0,0	0,1	1,1	0,8	1,0	0,7	0,5	0,7	0,2	0,3	0,2
Máximo	34,3	79,8	50,6	50,3	52,3	86,6	50,7	55,8	21,0	17,2	20,9	13,0
Promedio histórico	3,5	7,5	9,5	10,9	10,5	16,0	16,4	13,6	7,5	4,2	3,1	1,9
Año 2010-11	2,4	3,6	5,5	4,4	2,8	7,0	10,9	9,8	7,3	17,3	6,3	3,0

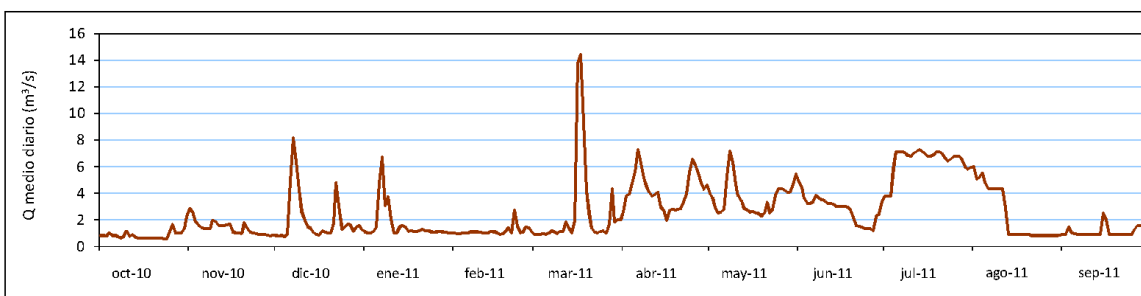


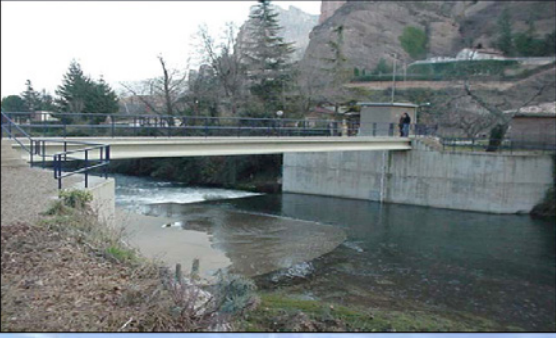
Figura A-5.13: Datos estación de aforos 9035 en Villoslada de Cameros (Fuente: Confederación Hidrográfica del Ebro).

Confederación Hidrográfica
Ebro

Identificación

Estado: **Alta** Inicio: **1931** Cota (m): **565**
 Cód. ROEA: **9036** Cód. SAIH: **A036** Cód. SAICA:
 UTM X: **539186** Y: **4685361** Huso: **30** Datum **ED50**
 UTM X: **539078** Y: **4685153** Huso: **30** Datum **ETRS89**
 Río: **Iregua**
 Cuenca receptora (Km²): **573**
 S. explotación: **Iregua**
 T. municipal: **Nalda**
 Provincia: **La Rioja**
 Hoja 1:50.000: **Munilla (242)**

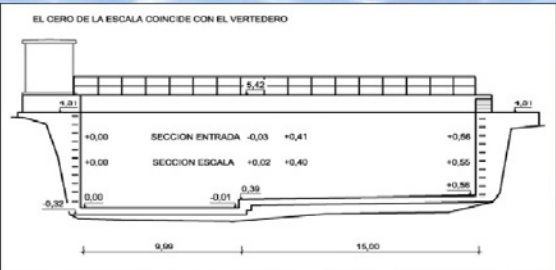
9036 Islallana



Tipología

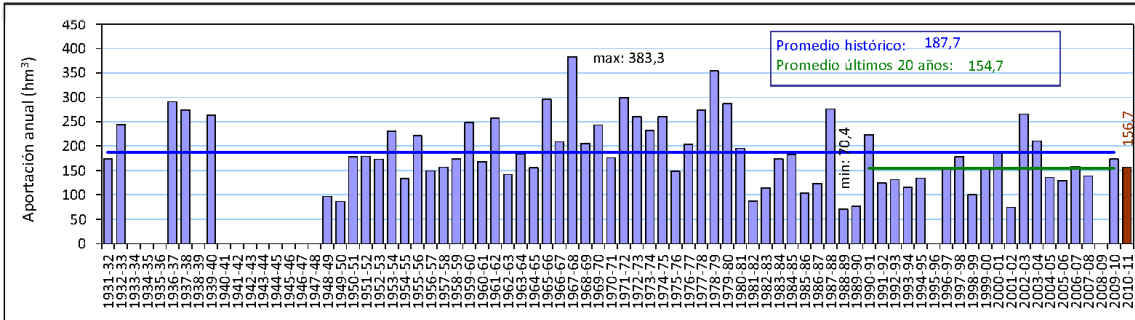
Propietario: **Estado**
 Tipo de estación: **Encauzamiento con Canal de Aguas Bajas**
 Régimen caudales: **Alterado**
 Longitud (m): Ancho (m): **25**
 Escala: **Sí** (Exterior)
 Caseta: **Sí** (Prefabricada)
 Pasarela: **Sí** Vertedero: **Sí**

Sección tipo



EL CERO DE LA ESCALA COINCIDE CON EL VERTEDERO

Estación de Aforo: 9036 Río Iregua en Islallana



Caudales máximos (m ³ /s)	Qc	fecha Qc	mediana de Qc	Qci	fecha Qci	mediana de Qci
Máximo del periodo histórico	304	18/11/1967	40	354	18/11/1967	55
Año 2010-11	36,6	17/03/2011		56,0	16/03/2011	

Aportaciones mensuales (hm ³)	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep
Mínimo	1,5	1,9	3,7	2,7	2,7	2,5	4,7	4,6	2,8	3,1	2,2	1,5
Máximo	37,8	120,6	56,4	60,9	94,3	70,0	92,2	62,8	42,8	23,3	30,5	22,6
Promedio histórico	7,3	12,1	14,4	16,5	18,4	25,3	25,8	23,5	15,6	12,1	11,1	7,5
Año 2010-11	5,9	6,8	8,0	6,9	5,6	17,6	19,9	17,7	15,4	25,9	17,7	9,4

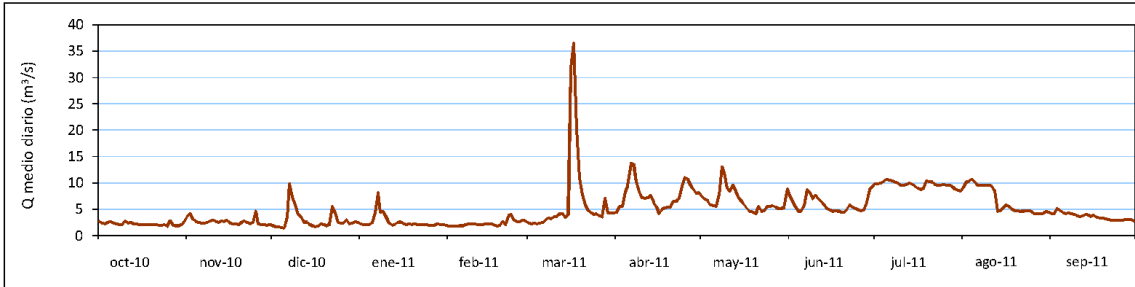


Figura A-5.14: Datos estación de aforos 9036 en Islallana.
(Fuente: Confederación Hidrográfica del Ebro).

A5.2. Masas de agua diferenciadas en la cuenca del río Iregua

En total se han identificado 13 tramos diferenciados en la cuenca del Iregua, de los que dos corresponden a embalses. En la figura A-5.17 se muestran esquemáticamente, las masas de agua definidas, que son:

1. Río Iregua desde su nacimiento hasta el azud del canal alimentador (197).
2. Río Iregua desde el azud del canal alimentador hasta la desembocadura del río Lumbreras (953).
3. Río Lumbreras desde su nacimiento hasta su desembocadura en el embalse de Pajares (199).
4. Río Piqueras desde su nacimiento hasta su desembocadura en embalse de Pajares (200).
5. Embalse de Pajares (64).
6. Río Lumbreras desde la presa de Pajares hasta su desembocadura en el Iregua (201).
7. Río Iregua desde la desembocadura del río Lumbreras hasta la desembocadura del río Albercos (202).
8. Río Albercos desde su nacimiento hasta su desembocadura en el Embalse de González Lacasa (915).
9. Embalse de González Lacasa (916).
10. Río Albercos desde el embalse de González Lacasa hasta su desembocadura en el Iregua (810).
11. Río Iregua desde la desembocadura del Albercos hasta el puente de la carretera de Almazara (203).
12. Río Iregua desde el puente de la carretera de Almarza hasta el azud de Islallana (506).
13. Río Iregua desde el azud de Islallana hasta su confluencia con el río Ebro (275).

La Directiva Marco del Agua obliga a la elaboración de un registro de todas aquellas masas de agua que necesitan de alguna protección especial. Este registro se denomina “registro de zonas protegidas” y en él se incluyen las siguientes:

- Las captaciones de abastecimiento de poblaciones de más de 50 habitantes o de más 10 m³/día. Las de la cuenca del río Iregua se encuentran representadas en la figura A-5.16.
- Zonas destinadas a la protección de especies acuáticas significativas desde un punto de vista económico.
- Masas de agua con declaración de uso recreativo, incluidas las declaradas como aguas de baño.

- Zonas sensibles respecto a nutrientes.
- Zonas de protección de hábitat o especies relacionadas con el medio hídrico. En especial las áreas declaradas como Lugares de Interés Comunitario (LIC) y zonas de especial protección para las aves (ZEPA). Se encuentran representadas en la figura A-5.15.

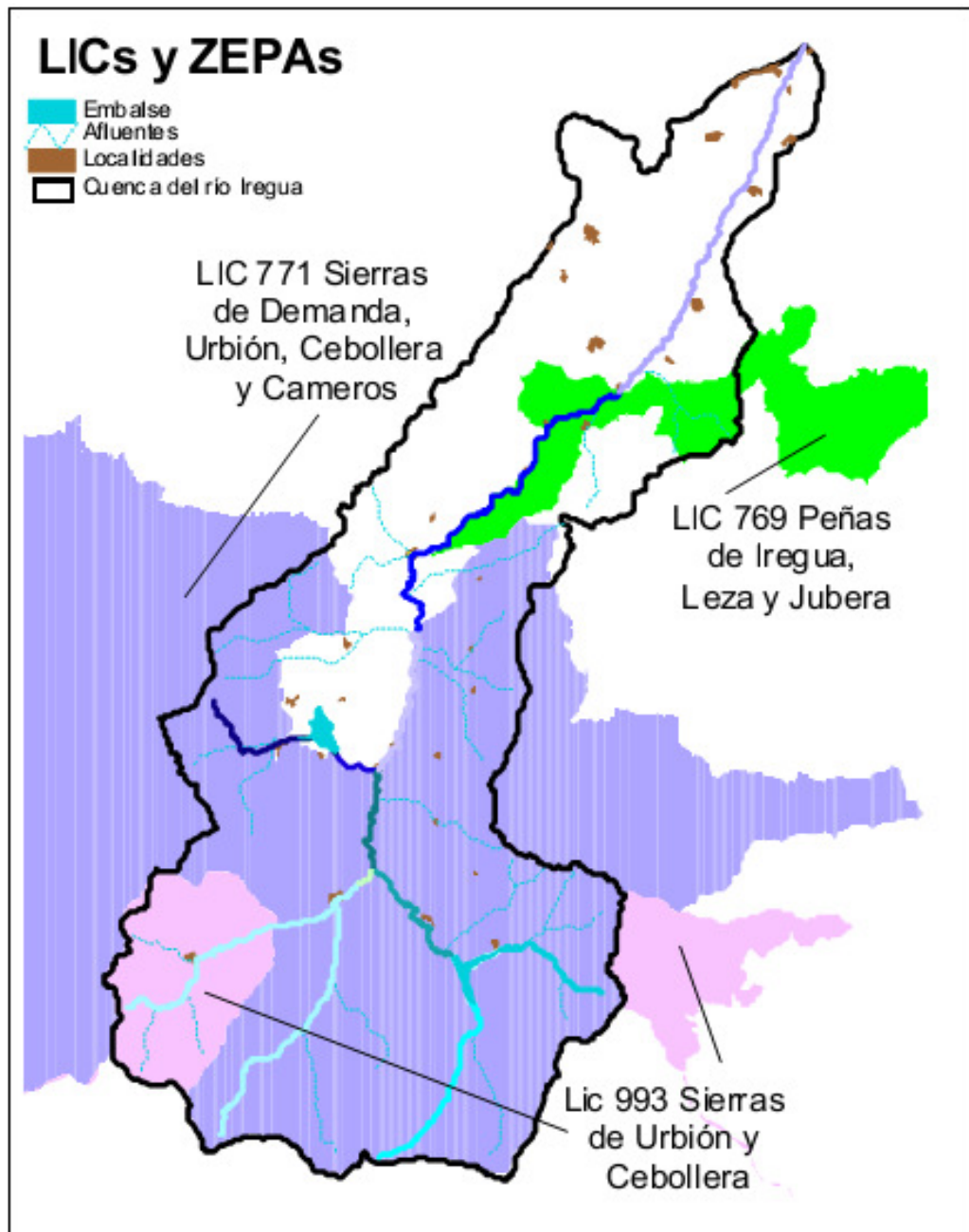


Figura A-5.15: Localización de LICs (Lugares de interés comunitario) y ZEPAs (Zonas de especial protección para las aves). (Fuente Confederación Hidrográfica del Ebro).

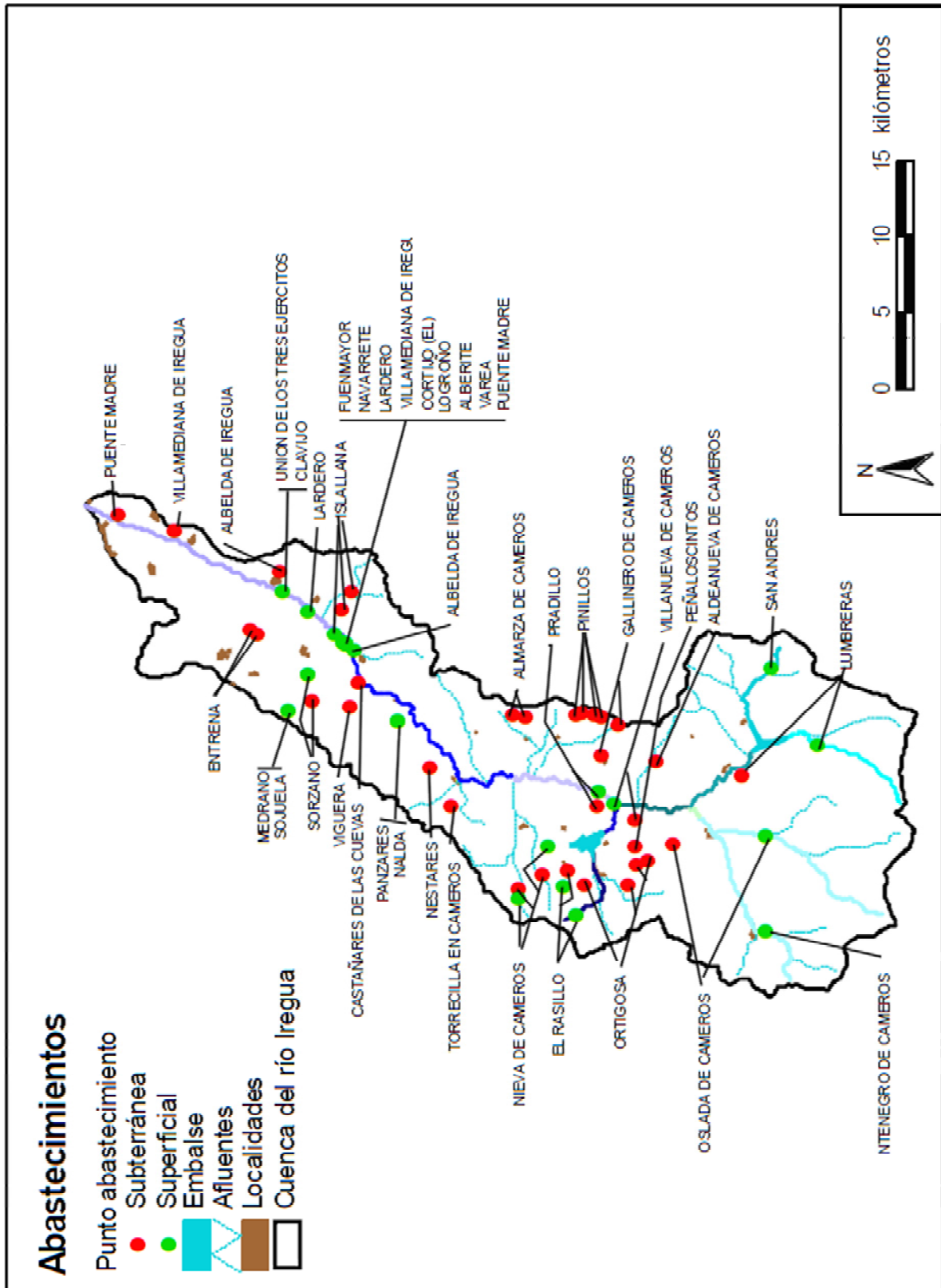


Figura A-5.16: Esquema de abastecimientos y aprovechamientos del río Iregua (fuente: plan hidrológico del río Iregua).

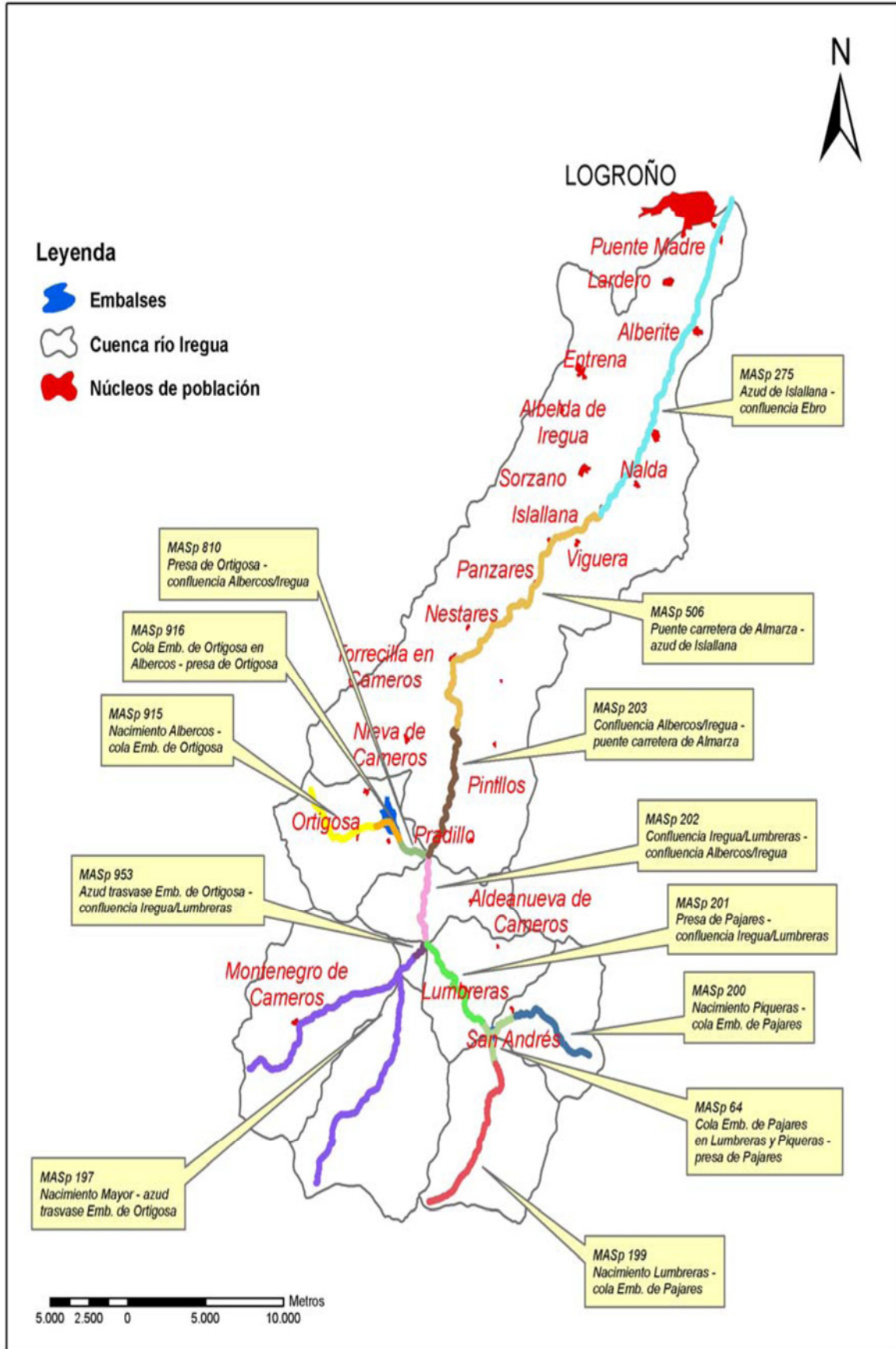


Figura A-5.17: Masas de agua superficiales de la cuenca del río Iregua (Fuente Confederación Hidrográfica del Ebro).

El registro de zonas protegidas entró en funcionamiento el año 2005 y en el constan en la actualidad los siguientes datos de interés, y que se pueden observar en la figura A-5.15:

- 1780 puntos de captación de abastecimiento de aguas superficiales, para todo tipo de usos (riego, uso humano, etc.)
- 3886 puntos de aguas subterráneas.
- 276 LICs y 104 ZEPAs, que están representados en la figura A-5.15.
- Zonas vulnerables a la contaminación por nitratos.
- Zonas sensibles.
- 15 zonas de protección de pesca.
- 30 zonas de baño.

Se han identificado las siguientes zonas protegidas:

- Puntos de abastecimiento de agua potable: son un total de 63 puntos, de los que 33 son subterráneos (básicamente manantiales) y 30 superficiales.
Destaca la toma de abastecimiento que se realiza en Islallana y que abastece, entre otras poblaciones, a Logroño (151.995 habitantes), también se encuentran las captaciones para el abastecimiento de Nalda (1.074 h), Islallana (147 h), Lardero (7.378 h), Varea (1.933 h), Albelda de Iregua (2.151 h), Villamediana de Iregua (5.535 h), Alberite (2.451 h), Navarrete (2.722 h) y Fuenmayor (3.071 h), aparte de otras tomas de localidades de menor población. Se puede decir que más del 50% de la población de La Rioja se abastece del agua de la cuenca del Iregua, lo que resalta la importancia de preservar la calidad del recurso.
- Espacios naturales significativos: existen tres espacios naturales que han sido declarados como Lugar de Interés Comunitario y Zona de Especial Protección de Aves y que tienen conexión con las masas de agua de la cuenca:
 - Las Peñas del Iregua, Leza y Jubera, con una superficie de 8410 ha. Esta zona presenta un elevado grado de biodiversidad con 12 hábitats naturales de los que dos son prioritarios y constituye un ejemplo de la transición entre la depresión del Ebro y el Sistema Ibérico. Existen valores naturales claramente relacionados con el río Iregua, tales como la presencia de la nutria, el visón y de algunos peces como la madrilla (*Chondrostoma toxostoma*) y la bermejuela (*Rutilus arcasii*).
 - Sierras de la Demanda, Urbión y Cameros. Gran espacio representativo de las montañas ibéricas en el que se incluyen la

mayor parte de los hábitats forestales, de matorrales y herbáceos propios de los pisos supramediterráneo y oromediterráneo del sector central del Sistema Ibérico así como las únicas representaciones del piso crioromediterráneo de la Rioja. Existen 24 hábitats naturales de los que 4 son prioritarios y se presentan 24 de los 29 taxones de interés comunitario presentes en La Rioja.

- En relación con el río destaca el entorno del embalse de González Lacasa y la presencia de algunos peces como la madrilla (*Chondrostoma toxostoma*), la bermejuela (*Rutilus arcasii*) y la colmilleja (*Cobitis taenia*).
- Sierras de Urbión y Cebollera.
- Una zona de agua declarada como agua para baño, el embalse de González Lacasa.

La Confederación Hidrográfica del Ebro mantiene varias redes de control de calidad de las aguas. En ellas se miden parámetros fisicoquímicos y biológicos, con el objetivo de controlar que las aguas cumplen con las condiciones de calidad mínima, establecidas en la legislación vigente.

En la cuenca del Iregua la red de calidad de aguas se compone en la actualidad de tres subredes que se pueden ver en la figura A-5.18. Las estaciones activas de la cuenca pertenecen a las siguientes redes de control:

- a) Red de control de calidad: estación 36 (Iregua en Islallana).
- b) Red Abasta: que monitoriza las tomas de abastecimiento a poblaciones: estaciones 36 (Iregua en Islallana) y 642 (Arroyo Salves en Nestares).
- c) Red de baños: estación 826 (embalse González-Lacasa en Ortigosa).

Además de estas estaciones, la Confederación Hidrográfica del Ebro tiene instalada la estación de alerta automática 912 (río Iregua en Islallana), instalada en el punto de captación del agua de abastecimiento de Logroño.

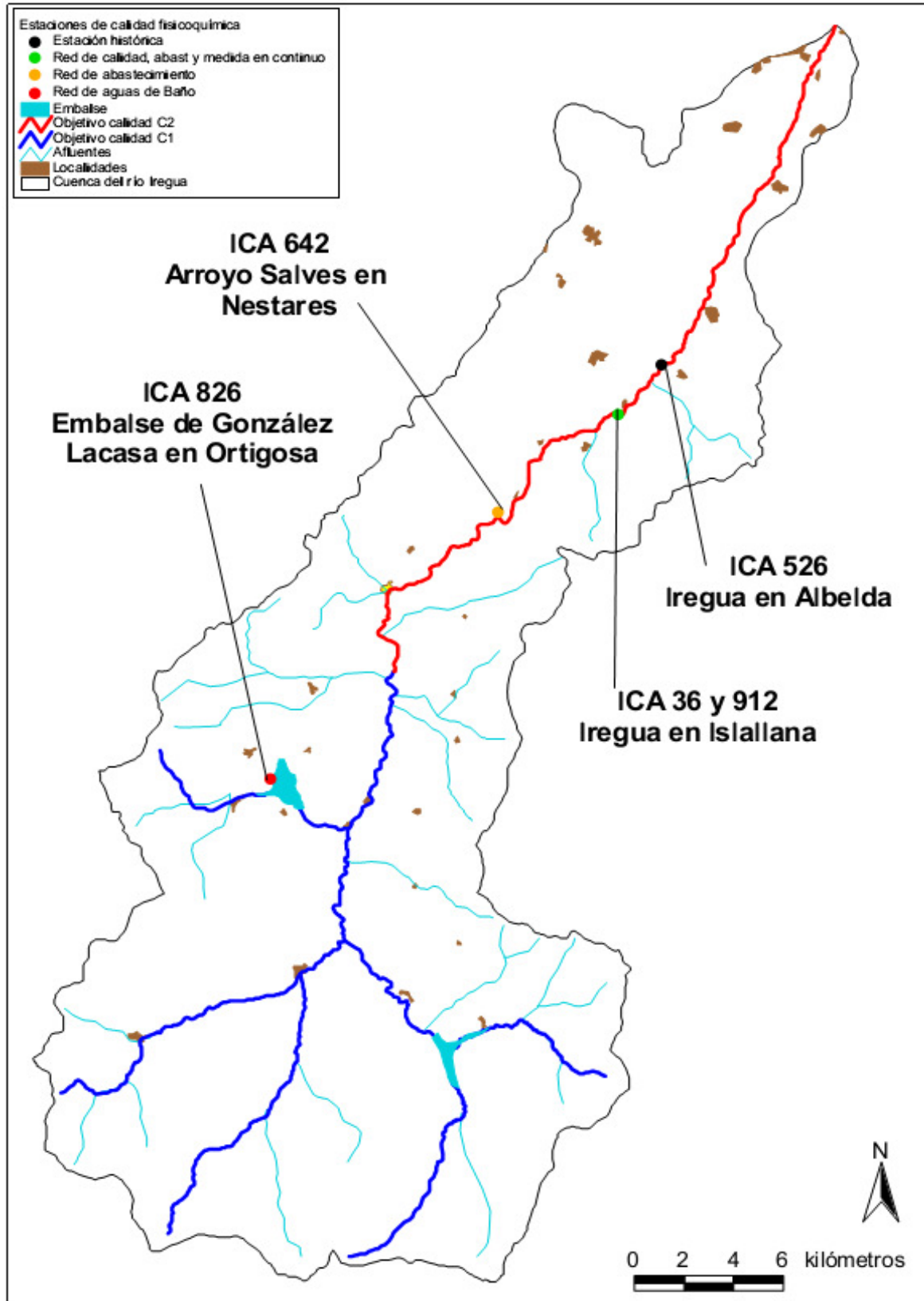


Figura A-5.18: Estaciones de control de la calidad fisicoquímica y objetivos de calidad en del a cuenca del río Iregua.

Para conocer las principales características de la calidad ecológica del río Iregua se dispone de información de 7 estaciones de calidad biológica (representadas en la figura A-5.19). En tres de ellas se controlan los invertebrados bentónicos y en una se muestrean diatomeas. Es importante destacar que las medidas de estos organismos se realizan desde 1992, aunque los primeros años los muestreos no dispusieron de protocolos de campo homogéneos, y por ello, las medidas son más fiables a partir del año 2000.

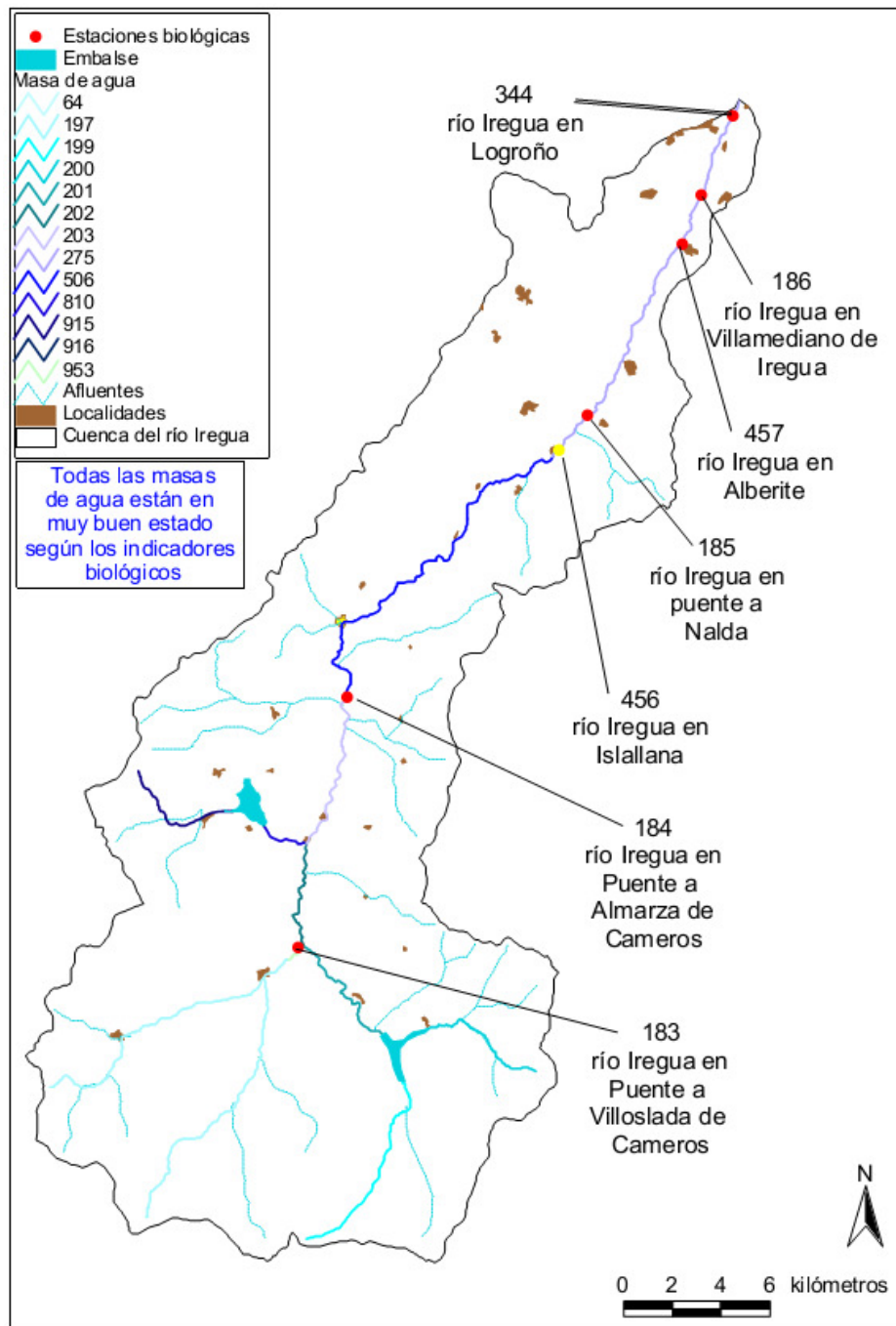


Figura A-5.19: Estaciones de control de indicadores biológicos de la cuenca del río Iregua, (fuente plan hidrológico del río Iregua).

Los análisis del indicador de macroinvertebrados refleja una calidad del agua muy buena en todo el río Iregua, a lo largo de todos los años de registro, exceptuando un episodio puntual en Islallana el 23 de julio de 2001. Esto lleva a afirmar que no existen problemas de que el río Iregua cumpla con los requisitos que exige la DMA (Directiva Marco Europea del Agua).

La regulación del caudal, y la implantación de escaleras ecológicas han conseguido estabilizar la población de fauna y flora en el cauce del Iregua, y ha optimizado su aprovechamiento. Pero los aprovechamientos del agua son complejos, tal y como se puede apreciar en la figura A-5.16, con numerosas cesiones para distintos usos (energéticos, industriales, consumo humano, riego, etc.) que han ido configurando un complejo entramado de derechos sobre el agua a lo largo de la historia de la cuenca del río Iregua.

A la vista de los caudales medios históricos, se revelan datos importantes, como que la media no define el total y que hay días con caudales altos y otros en las que es necesario priorizar el caudal por resultar escaso. Paralelamente se tienen una serie de condicionantes de la maraña de abastecimientos descrita anteriormente, y descrita en forma resumida a modo de esquema a continuación:

- Caudal ecológico o mínimo: $0,65 \text{ m}^3/\text{s}$, fijado por el Gobierno de La Rioja, en el plan hidrológico de la cuenca del Iregua de 1999 y calculado sobre el 10% del caudal medio de la cuenca. Pero este valor podría ser modificado según el IFIM-PHABSIM (Instream Flow Incremental Methodology; Physical Habitat Simulation), que propone para el cálculo el método del caudal básico, fijándolo en como mínimo en $1 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Caudal cesional a la central hidroeléctrica (de Panzares) con un caudal de $4 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Las dos piscifactorías se encuentran una en Viguera y otra en Torrecilla, actualmente solo la de Viguera se encuentra en explotación. La primera presenta un caudal concesional de $1 \text{ m}^3/\text{s}$ y la segunda tenía un caudal de $0,84 \text{ m}^3/\text{s}$. Están obligadas a mantener un caudal ecológico mínimo en el río de 500 y 400 l/s, respectivamente, pero la única a tener en cuenta es la de Viguera que se encuentra aguas abajo del azud de captación, ya que la de Torrecilla se encuentra aguas arriba y fuera de operación.
- El consumo de agua para regadíos se estima en el plan de cuenca en $63 \text{ hm}^3/\text{año}$, aunque según las estimaciones obtenidas a partir de los caudales realmente derivados, es más próximo a la realidad utilizar una demanda de riego para todo el Iregua de $50 \text{ hm}^3/\text{año}$.

Hay que tener en cuenta que se concentra en los meses de Junio, Julio y Agosto (fuente: plan hidrológico de la cuenca del Ebro 1993).

- Otros usos industriales, más o menos continuos a lo largo del año (fuente: plan hidrológico de la cuenca del Ebro 1993).

Se observa que en las épocas de caudal abundante, no hay ningún problema para satisfacer a todos los abastecimientos. Pero la situación cambia cuando el caudal en el cauce baja por debajo de los $5'5 \text{ m}^3/\text{s}$ en los meses Junio, Julio, Agosto, Septiembre y Octubre en los que es necesario hacer un reparto consensuado y priorizado del uso del agua.

A5.3. Establecimiento de las variables de la conducción

Las variables de la conducción constituyen otros de los parámetros a tener en cuenta es este estudio. La figura A-5.6 representa con una línea roja el trazado de la conducción que, situada en la vertiente izquierda de la cuenca del río Iregua, cuenta con 13'77 Km de longitud. La conducción es de hierro colado con un diámetro de 1000 mm durante los primeros 360 metros de conducción y de 900 mm de diámetro en el resto de la misma. El salto total bruto de la conducción es de 111 m con un trazado sinuoso extremadamente difícil de valorar por su longitud.

Para el cálculo de las pérdidas de carga, se determinan las condiciones de contorno de la conducción y se selecciona como método de cálculo el de Darcy-Weisbach, descrito en la ecuación (A-7.1), por su fiabilidad y buenos resultados, aunque su cálculo sea el más complejo.

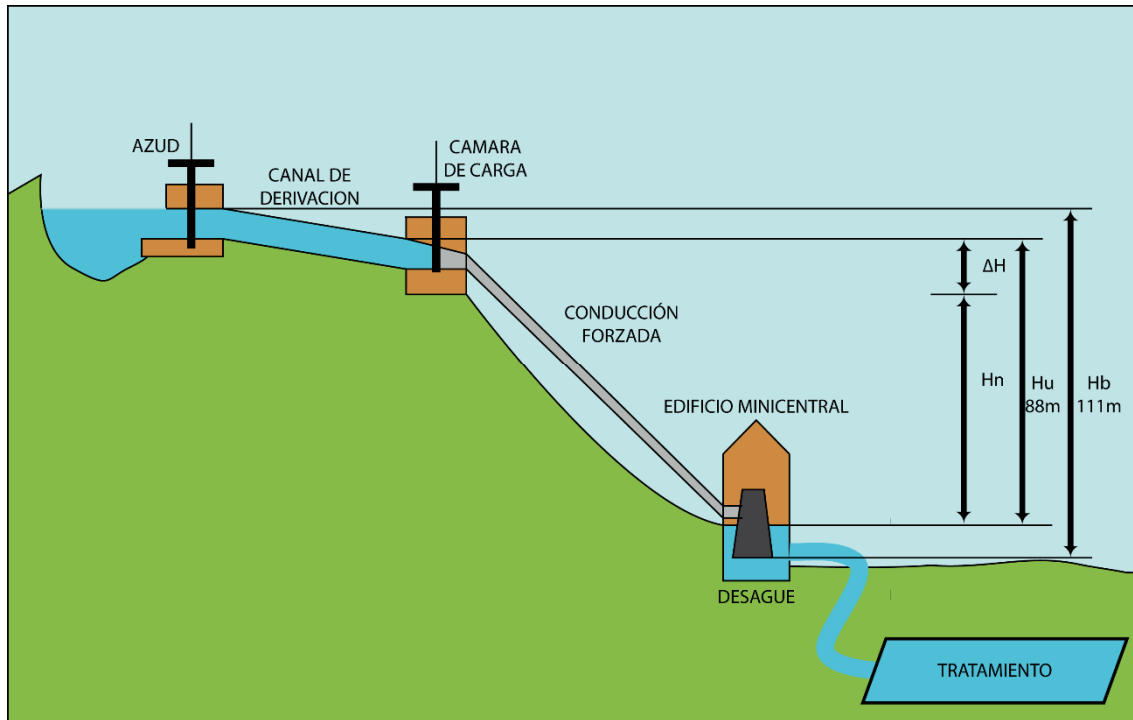


Figura A-5.20: Esquema del salto de agua

En la figura A-5.20 se encuentran representados:

- Salto bruto (H_b): Distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga.
- Salto útil (H_u): Distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.
- Salto neto (H_n): Conocido el salto útil, y restándole las pérdidas de carga (ΔH) debidas del rozamiento del fluido con las paredes de la conducción, la viscosidad relativa del fluido, el trazado de la conducción y a las turbulencias, se obtiene el salto neto.

A través de los datos aportados por la ETAP se sabe que el salto bruto es de 111 m, y la altura útil del sistema (H_u) es de 88 m. La altura neta del sistema (H_n), como se puede apreciar en la figura A-5.20, se obtiene de la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga en la instalación.

Las pérdidas de carga, generalmente son ocasionadas por varios factores, entre los más relevantes cabe destacar:

- Por las turbulencias que se desarrollan en la reja de admisión de la tubería de presión.

- Las turbulencias generadas en la superficie de contacto entre el fluido y la conducción.
- Las pérdidas por fricción a lo largo del recorrido del agua que circula por la tubería de presión.
- La viscosidad relativa del fluido, rozamiento producido cuando sus moléculas se desplazan entre sí.
- Por la geometría de la conducción, curvas, empalmes, válvulas, registros, cambios de sección, etc.

A6. Cálculo empírico de las pérdidas de carga

Para determinar el salto neto o altura neta (H_n), se representa la potencia generada por la ETAP a partir los registros de datos, frente a la potencia teórica calculada a partir del caudal de captación para el salto útil (H_u) de 88 m, según la ecuación (A-6.1).

$$P = 9'81 \frac{m}{s^2} \cdot Q \cdot h \quad (A-6.1)$$

Donde:

- P= Potencia teórica (kW).
- Q= Caudal turbinado (m^3/s) en cada muestra.
- h= Altura del salto en (m).

Representando estos datos de forma gráfica para poder evaluarlos, figura A-6.1, se aprecia que la potencia teórica debida al salto útil es mayor que la potencia generada por la ETAP, tal y como cabría esperar.

La conducción produce pérdidas por el propio rozamiento del fluido contra las paredes de la conducción. Pero como los registros de la energía generada son los tomados de la propia ETAP, también se incluyen las pérdidas de los elementos generadores: turbina, acoplamiento mecánico, generador, y transformador.

En la figura A-6.1 se representa también la potencia teórica máxima que posee el agua debido a su altura y caudal, calculada según la ecuación (A-6.1).

La potencia teórica es representada en la figura A-6.1 con una línea de color rojo con la leyenda “---- Energía teórica kWh $H_u=88$ m”. En la misma figura es representada la energía generada y registrada por los elementos de medida que registran la energía entregada a la red eléctrica. Esta energía generada aparece con una línea de color verde y leyenda “---- Energía Aparente Generada kWh”. También se representa en la misma figura la energía máxima técnica que puede generar el grupo turbina, acoplamiento, generador y transformador, por medio de una línea de color azul y leyenda “---- Pmax Mecánica”.

Analizando los datos representados en la figura A-6.1 se puede calcular estadísticamente la diferencia media entre la potencia teórica y la Energía aparente generada. Este cálculo permite obtener el rendimiento del sistema compuesto por captación, conducción, turbina, transmisión mecánica, generador y transformador. Los resultados obtenidos han sido los mostrados en la tabla A-6.1.

Rendimiento medio del conjunto con un $H_u=88$ m	59'622 % $\eta_{TOTAL}= 0'596280827$
---	---

Tabla A-6.1: Rendimiento medio del conjunto

Y por tanto el rendimiento total η_{TOTAL} quedaría como producto de los rendimientos parciales, tal y como se puede ver en la ecuación (A-6.2).

$$\eta_{TOTAL} = \prod_{i=1}^n \eta_i \quad (A-6.2)$$

$$\eta_{TOTAL} = \eta_{CONDUCCIÓN} \cdot \eta_{TURBINA} \cdot \eta_{ENLACE MECANICO} \cdot \eta_{ALTERNADOR} \cdot \eta_{TRANSFORMADOR}$$

Todos los rendimientos de la ecuación (A-6.2) son conocidos o calculados (se calculan en el apartado A9), entre ellos los relativos a la turbina, acoplamiento, alternador y transformador. El único rendimiento no conocido es el de la conducción $\eta_{conducción}$. Por tanto tenemos:

- $\eta_{TOTAL} = 0'596280827$ con un caudal medio del 40% del caudal nominal.
- $\eta_{TURBINA} = 0'92$ turbinando el 80% del caudal nominal, 0'83 turbinando al 40% del caudal nominal y 80% para un caudal de turbinado del 33%.
- $\eta_{ENLACE MECANICO} = 1$ acoplamiento directo.
- $\eta_{ALTERNADOR} = 0'953711$
- $\eta_{TRANSFORMADOR} = 0'98$
- $\eta_{CONDUCCIÓN} =$ Variable e indeterminado.

Despejando de la ecuación (A-6.2) el $\eta_{conducción}$, se obtiene el rendimiento de la conducción según la ecuación (A-6.3) y (A-6.4), para el 33% del caudal nominal.

$$\eta_{CONDUCCIÓN} = \frac{\eta_{TOTAL}}{\eta_{TURBINA} \cdot \eta_{ENLACE MECANICO} \cdot \eta_{ALTERNADOR} \cdot \eta_{TRANSFORMADOR}} \quad (A-6.3)$$

$$\eta_{CONDUCCIÓN} = \frac{0'596280827}{0'80 \cdot 1 \cdot 0'953711 \cdot 0'98} = 0'797476 \rightarrow 79'74\% \quad (\text{A-6.4})$$

Por tanto, el rendimiento de la conducción es del 79'74%, para un 33% del caudal nominal. Con este dato ya se puede determinar el salto neto, también llamado salto real, representado en la figura A-5.20, y que viene dado por la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga calculadas en la ecuación (A-6.5) y (A-6.3), con el resultado obtenido de la ecuación (A-6.6).

$$\Delta H = H_u - H_u \cdot \eta_{CONDUCCIÓN} \quad (\text{A-6.5})$$

$$\Delta H = 88 \text{ m} - 88 \cdot 0'797476677 = 17'822 \text{ m}$$

$$H_n = H_u - \Delta H \quad (\text{A-6.6})$$

$$H_n = 88 \text{ m} - 17'822 \text{ m} = 70'178 \text{ m}$$

Este dato es un dato real de funcionamiento de la ETAP, obtenido de forma empírica a partir de los registros existentes, pero ¿cuán bueno es este dato respecto al valor calculado por métodos numéricos? Para responder esta cuestión, se utilizará el método de Darcy-Weisbach.

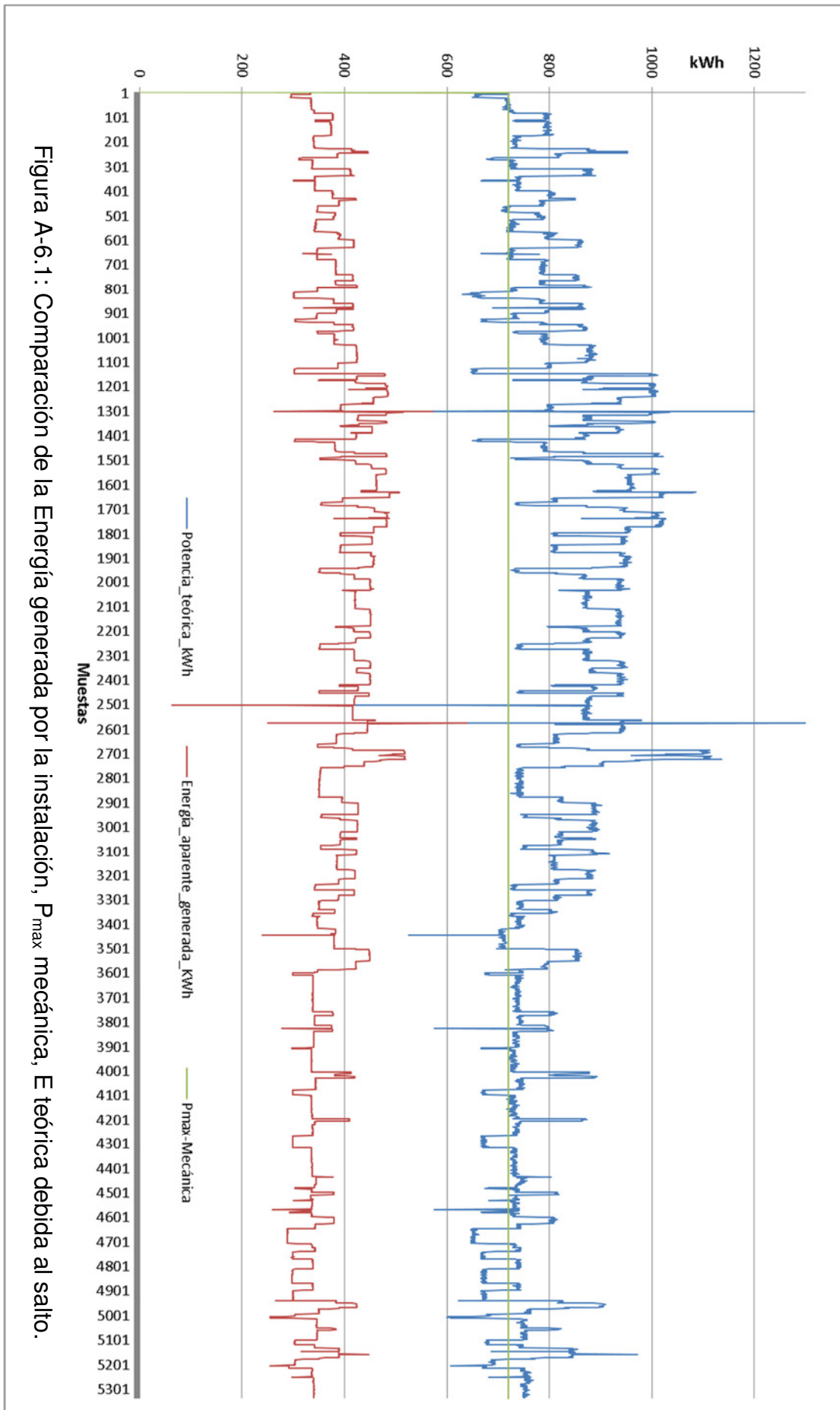


Figura A-6.1 : Comparación de la Energía generada por la instalación, P_{max} mecánica, E teórica debida al salto.

A7. Cálculo de pérdidas de carga por Darcy-Weisbach

Para el cálculo de las pérdidas de carga por el método Darcy-Weisbach se tienen en cuenta los datos técnicos de la conducción, y que el material de la tubería es hierro colado asfaltado, con un diámetro 1000 mm los primeros 360 m y de 900 mm el resto de la conducción hasta la turbina. La conducción tiene un recorrido de 13'77 km tal y como se representa en la figura A-5.6.

Las pérdidas de carga que se producen en la tubería de presión, se calculan mediante la ecuación de Darcy y Weisbach, ecuación (A-7.1).

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \quad (\text{A-7.1})$$

Donde:

- h_f : representan las pérdidas por fricción (m).
- f : factor de fricción de del material.
- L : longitud de la tubería de presión (m)
- D : diámetro de la tubería de presión (m).
- V : velocidad media en la tubería de presión (m/s)
- g : valor de la gravedad 9'81 m/s².

Se calcula la pérdida de carga para el caudal máximo de 0'9 m³/s. Para ello se comienza calculando la velocidad media en la conducción para el caudal máximo, la cual se obtiene con la ecuación (A-7.2), considerando los dos tramos de conducción de diferente sección:

$$V = \frac{Q}{A} \left[\begin{array}{l} V_{0-360m} = \frac{0'9 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 1^2} = 1'145916 \text{ m/s} \\ V_{360m-13700m} = \frac{0'9 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 0'9^2} = 1'414711 \text{ m/s} \end{array} \right. \quad (\text{A-7.2})$$

Donde:

- V : es la velocidad media en la tubería de presión (m/s).
- Q : es el caudal de diseño (m³/s).
- A : es el área de la tubería (m²).

Para hallar el factor de fricción del material se hará uso del diagrama de Moody (figura A-7.1), que fue representada por Lewis F. Moody en el año 1944, y que hoy en día es uno de los diagramas con mayor utilidad en cálculos de dinámica de fluidos.

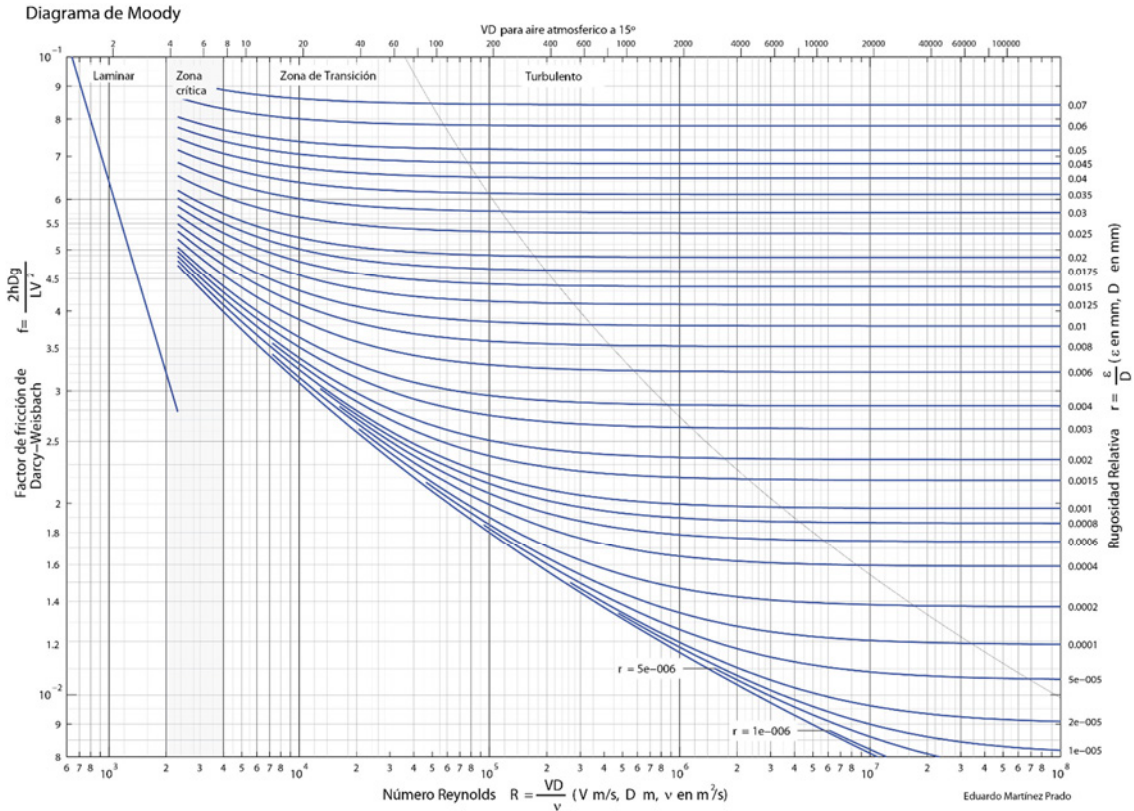


Figura A-7.1: Diagrama de Moody

Para la utilización del diagrama de Moody se ha de definir antes una serie de parámetros, como el número de Reynolds y la rugosidad relativa de la conducción. El número de Reynolds, de carácter adimensional, proporciona una indicación de la pérdida de carga, causada por los efectos viscosos del fluido, en este caso por la viscosidad del agua. Predice el carácter laminar o turbulento del flujo del agua, siendo el flujo laminar cuando es inferior a 2000 y turbulento cuando es mayor de 4000. En el caso de que esté entre los intervalos anteriores se considerará un flujo transicional que no podrá ser modelado.

- $Re < 2000$ flujo laminar.
- $2000 < Re < 4000$, el flujo puede ser laminar o turbulento (zona de transición).
- $Re > 4000$ flujo turbulento.

El número de Reynolds se calcula mediante la ecuación (A-7.3):

$$N_R = \frac{D \cdot V}{\nu} \quad (\text{A-7.3})$$

Donde:

- N_R : es el número de Reynolds.
- D : es el diámetro de la tubería de presión (m).
- V : es la velocidad media en la tubería de presión (m/s)
- ν : es la velocidad cinemática del fluido (m^2/s).

A la hora de calcular el número de Reynolds ecuación (A-7.4) y (A-7.5), se considera que hay una temperatura media del fluido de 15°C , de manera que, la velocidad cinemática de la ecuación (A-7.3) es de $1'13 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$. Así para cada uno de los tramos de diferente sección y para un caudal de $0'9 \text{ m}^3/\text{s}$, los resultados son:

$$N_{R_{0-360m}} = \frac{1 \text{ m} \cdot 1'145916 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{1'13 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}} = 1006072 \quad (\text{A-7.4})$$

$$N_{R_{360-13700m}} = \frac{0'9 \text{ m} \cdot 1'414711 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{1'13 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}} = 1117857 \quad (\text{A-7.5})$$

La interpretación de los resultados de las ecuaciones (A-7.4) y (A-7.5) permiten clasificar el régimen del agua dentro de la conducción como turbulento, puesto que el valor del número de Reynolds para ambos tramos es muy superior a 4000.

La rugosidad relativa también es adimensional, y es la relación entre el valor típico de rugosidad del material y el diámetro de la tubería de presión. Se calcula, para un caudal de $0'9 \text{ m}^3/\text{s}$, en la ecuación (A-7.6), donde la tubería a utilizar es de hierro colado con recubrimiento asfáltico, con una rugosidad típica de $0'12 \text{ mm}$.

$$Rugosidad\ relativa = \frac{k}{D} \left[\begin{array}{l} \varepsilon_{r_{0-360m}} = \frac{0'12\text{mm}}{1000\text{mm}} = 1'2 \cdot 10^{-4} \\ \varepsilon_{r_{360-13700m}} = \frac{0'12\text{mm}}{900\text{mm}} = 1'33 \cdot 10^{-4} \end{array} \right] \quad (\text{A-7.6})$$

Donde:

- k : es la rugosidad típica del material (mm), rugosidad absoluta.
- D : es el diámetro de la tubería de presión (mm)

Con la rugosidad relativa, el número de Reynolds, y utilizando el diagrama de Moody, se obtiene el factor de fricción del material, que es adimensional y cuya obtención se puede seguir en la figura A-7.2. Pero antes de la introducción de datos en el diagrama de Moody, se ha interpolando la rugosidad relativa (K/D), para obtener mayor precisión. La curva interpolada está representada de color verde. Así los factores de fricción para los dos tramos de conducción son:

- $\lambda_{f_{0-360m}} = 0'0137$
- $\lambda_{f_{360-13700m}} = 0'0136$

Una vez obtenido el factor de fricción, se puede calcular las pérdidas por fricción en la tubería de hierro colado mediante el método de Darcy-Weisbach y para un caudal de $0'9 \text{ m}^3/\text{s}$, que vienen determinadas por la ecuación (A-7.7).

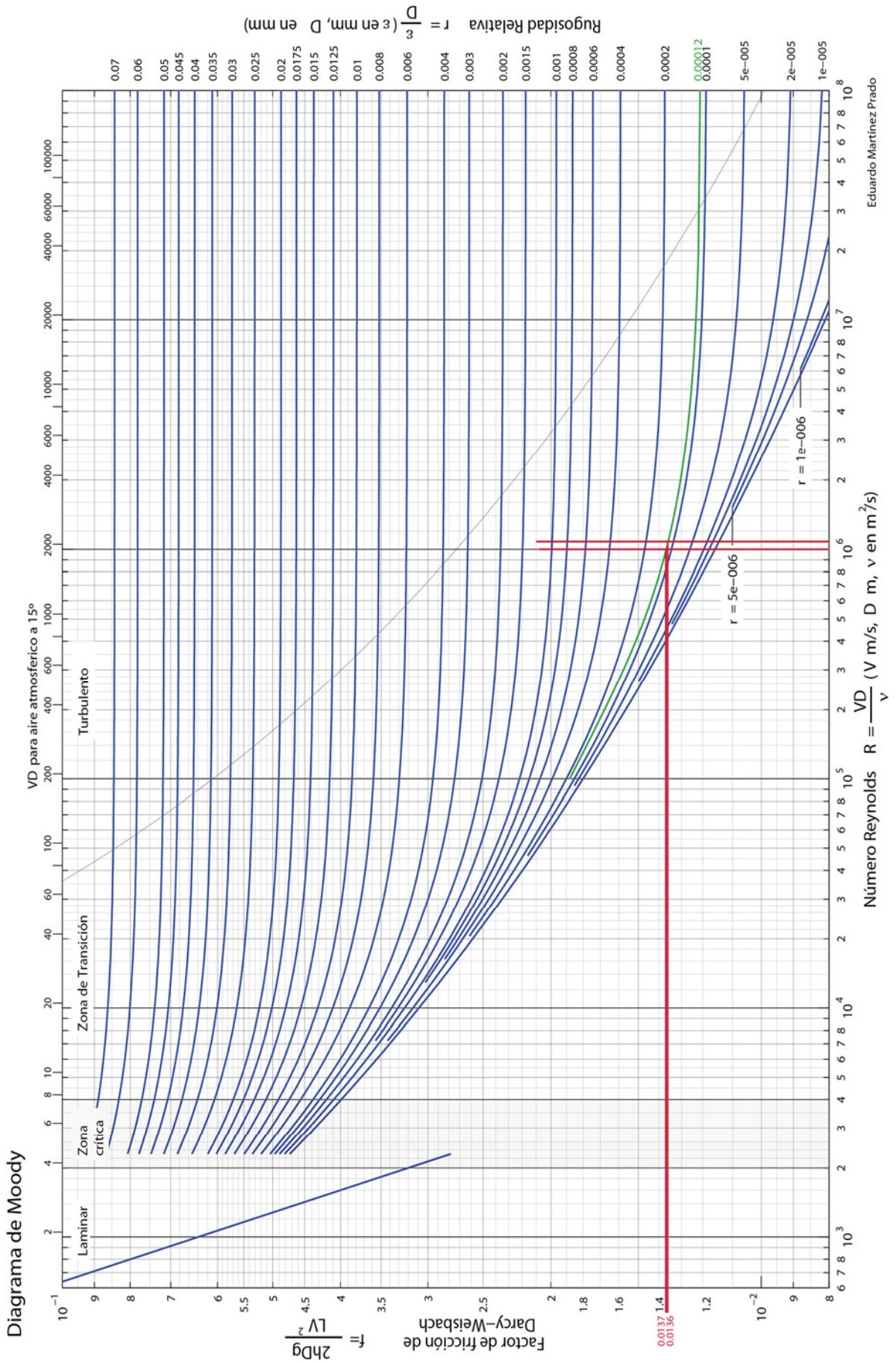


Figura A-7.2: Diagrama de Moody, para la obtención de fricción del material a un caudal de 0´9 m³/s.

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \left[\begin{array}{l} h_{f_{0-360m}} = 0'016 \left(\frac{360 \text{ m}}{1 \text{ m}} \right) \frac{\left(1'145916 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2}{2 \cdot 9'81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 0'3566 \text{ m} \\ h_{f_{360-13700m}} = 0'0168 \left(\frac{13340 \text{ m}}{0'9 \text{ m}} \right) \frac{\left(1'414711 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2}{2 \cdot 9'81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 22'3775 \text{ m} \end{array} \right.$$

$$\Delta H = 22'7341 \text{ m}$$

(A-7.7)

Así que el salto neto de la conducción será según la ecuación (A-7.8):

$$H_N = 88 \text{ m} - 22'7341 \text{ m} = 65'26 \text{ m}$$

(A-7.8)

El rendimiento de la conducción viene dado en metros, lo que no es práctico, así que se transforma en términos de rendimiento, lo que permite compararlo y evaluarlo de forma sencilla, y además es altamente recomendable de cara a estandarizar los resultados. La ecuación (A-7.9) nos permite calcular el rendimiento en porcentaje para un caudal de 0'9 m³/s.

$$\eta_{\text{conducción Darcy}} = \frac{L - f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g}}{L} \times 100 = 74'16\%$$

(A-7.9)

Realizamos los mismos cálculos de rendimiento, pero considerando ahora el caudal medio de operación de la ETAP que es aproximadamente 0'4 m³/s. La velocidad media se obtiene con la ecuación (A-7.10), considerando los dos tramos de conducción de diferente sección y para el caudal dado:

$$V = \frac{Q}{A} \left[\begin{array}{l} V_{0-360m} = \frac{4 \cdot 0'4 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 1^2} = 0'509296 \text{ m/s} \\ V_{360m-13700m} = \frac{4 \cdot 0'4 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 0'9^2} = 0'628760 \text{ m/s} \end{array} \right.$$

(A-7.10)

A la hora del cálculo del número de Reynolds para un caudal de 0'4 m³/s se utiliza la ecuación (A-7.3), y se considera que hay una temperatura media del fluido de 15 °C, de manera que la velocidad cinemática, es de 1'139x10⁻⁶ m²/s. Aplicando la ecuación (A-7.11), para los tramos en discurso a caudal nominal de 0'4 m³/s.

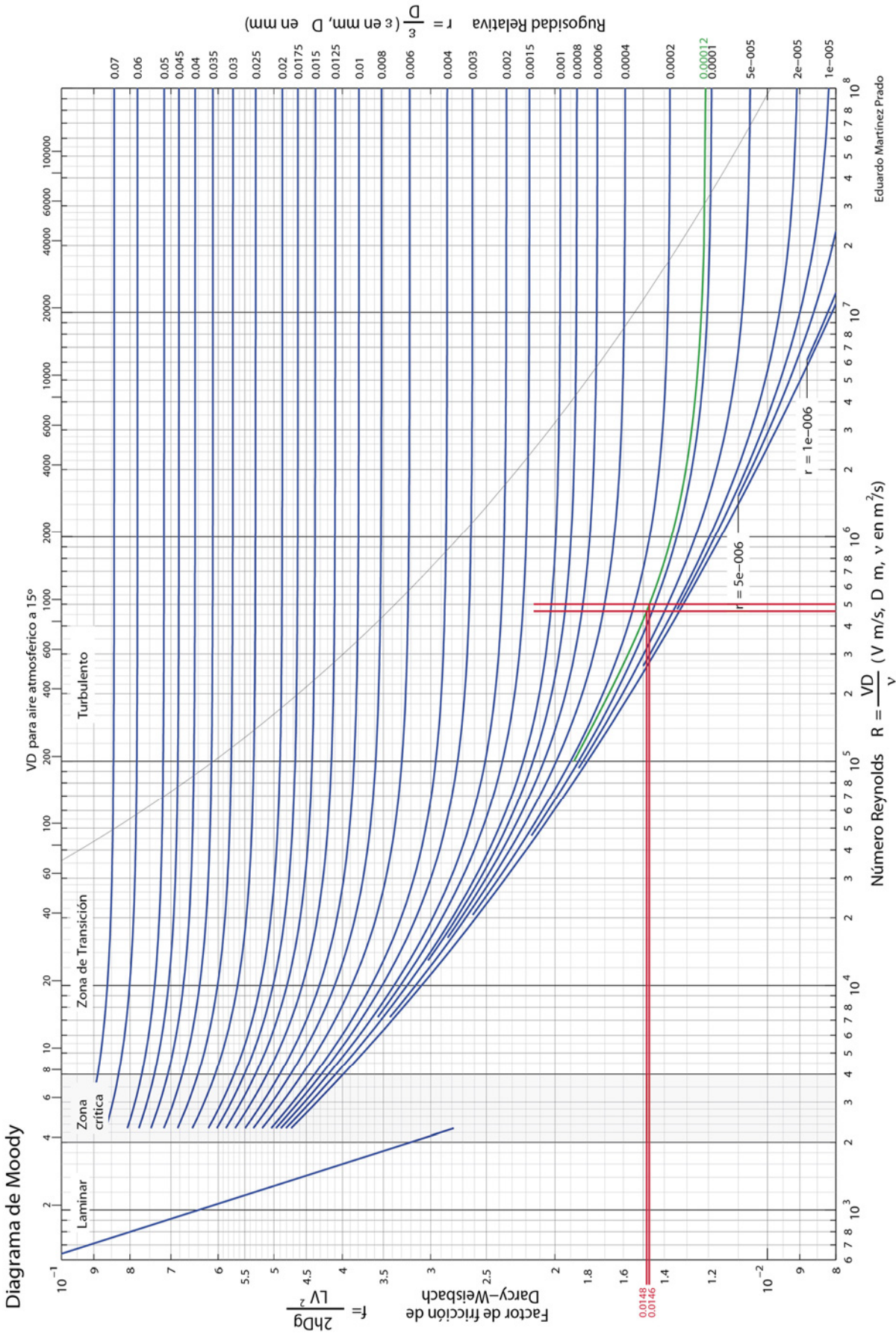


Figura A-7.3: Diagrama de Moody para un caudal de 0´4 m³/s.

$$\begin{aligned}
 N_{R\ 0-360m} &= \frac{1\ m \cdot 0'509296\ \frac{m}{s}}{1'139 \cdot 10^{-6}\ \frac{m^2}{s}} = 447.142'9 \\
 N_{R\ 360-13700m} &= \frac{0'9\ m \cdot 0'628760\ \frac{m}{s}}{1'139 \cdot 10^{-6}\ \frac{m^2}{s}} = 496.825'5
 \end{aligned}
 \tag{A-7.11}$$

El valor del número de Reynolds nos permite afirmar que el régimen del agua sigue siendo turbulento, para un caudal de 0.4 m³/s.

La rugosidad relativa, sigue siendo la calculada en la ecuación (A-7.6), con estos datos y utilizando el diagrama de Moody, se obtiene el factor de fricción del material (adimensional). Con el número de Reynolds y la rugosidad relativa y utilizando el diagrama de Moody como se ilustra en la figura A-7.3, se interpola la curva que representa la rugosidad relativa (K/D). Esta curva interpolada está representada en color verde en la figura. Los factores de fricción para los dos tramos de conducción obtenidos en la figura presentan una variación imperceptible (para una mayor precisión se ha recurrido a la interpolación matemática, apoyando los cálculos gráficos):

- $\lambda_{f\ 0-360m} = 0'0148$
- $\lambda_{f\ 360-13700m} = 0'0146$

Una vez obtenido el factor de fricción, se puede calcular las pérdidas de carga en la tubería de hierro colado mediante el método de Darcy-Weisbach, que vienen determinadas por la ecuación (A-7.12) para un caudal de 0'4 m³/s.

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \left[\begin{aligned}
 h_{f\ 0-360m} &= 0'0148 \left(\frac{360\ m}{1\ m} \right) \frac{\left(0'509296\ \frac{m}{s} \right)^2}{2 \cdot 9'81\ \frac{m}{s^2}} = 0'0704\ m \\
 h_{f\ 360-13700m} &= 0'0146 \left(\frac{13340\ m}{0'9\ m} \right) \frac{\left(0'628760\ \frac{m}{s} \right)^2}{2 \cdot 9'81\ \frac{m}{s^2}} = 4'4202\ m
 \end{aligned} \right.$$

$$\Delta H = 4'4906\ m.
 \tag{A-7.12}$$

El salto neto de la conducción viene dado por la ecuación (A-7.13), para el caudal de 0'4 m³/s.

$$H_N = 88\ m - 4'4906\ m = 83'50\ m
 \tag{A-7.13}$$

Calculando el rendimiento en porcentaje por simplicidad, se tiene la ecuación (A-7.14), que corresponde al rendimiento, en porcentaje para un caudal de $0.4 \text{ m}^3/\text{s}$.

$$\eta_{\text{conducción Darcy}} = \frac{88 \text{ m} - 2'2389 \text{ m}}{88 \text{ m}} \times 100 = 94'89 \% \quad (\text{A-7.14})$$

Se calcula a continuación las pérdidas de carga para el caudal mínimo de operación de la ETAP de $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$. La velocidad media se obtiene a partir de la ecuación (A-7.15):

$$V = \frac{Q}{A} \left[\begin{array}{l} V_{0-360\text{m}} = \frac{0.2 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 1^2} = 0.254648 \text{ m/s} \\ V_{360\text{m}-13700\text{m}} = \frac{0.2 \text{ m}^3/\text{s}}{\pi \cdot 0.9^2} = 0.314380 \text{ m/s} \end{array} \right. \quad (\text{A-7.15})$$

El número de Reynolds se obtiene con la ecuación (A-7.16), considerando los dos tramos de conducción de diferente sección, y para un caudal nominal de $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$.

$$N_{R_{0-360\text{m}}} = \frac{1 \text{ m} \cdot 0.254648 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{1.13 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}} = 223571.5$$

$$N_{R_{360-13700\text{m}}} = \frac{0.9 \text{ m} \cdot 0.314380 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{1.13 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}} = 248412.7 \quad (\text{A-7.16})$$

La rugosidad relativa, sigue siendo la calculada en la ecuación (A-7.6), en nuestro caso, la tubería a utilizar es de hierro colado, siendo su rugosidad típica de 0.12 mm .

Con los Números de Reynolds de la ecuación (A-7.16), y utilizando el diagrama de Moody, obtenemos el factor de fricción del material (adimensional). Utilizando el mismo procedimiento descrito anteriormente con caudal de 0.9 y $0.4 \text{ m}^3/\text{s}$ se obtienen los factores de fricción para los dos tramos de conducción.

- $\lambda_{f_{0-360\text{m}}} = 0.0164$
- $\lambda_{f_{360-13700\text{m}}} = 0.0162$

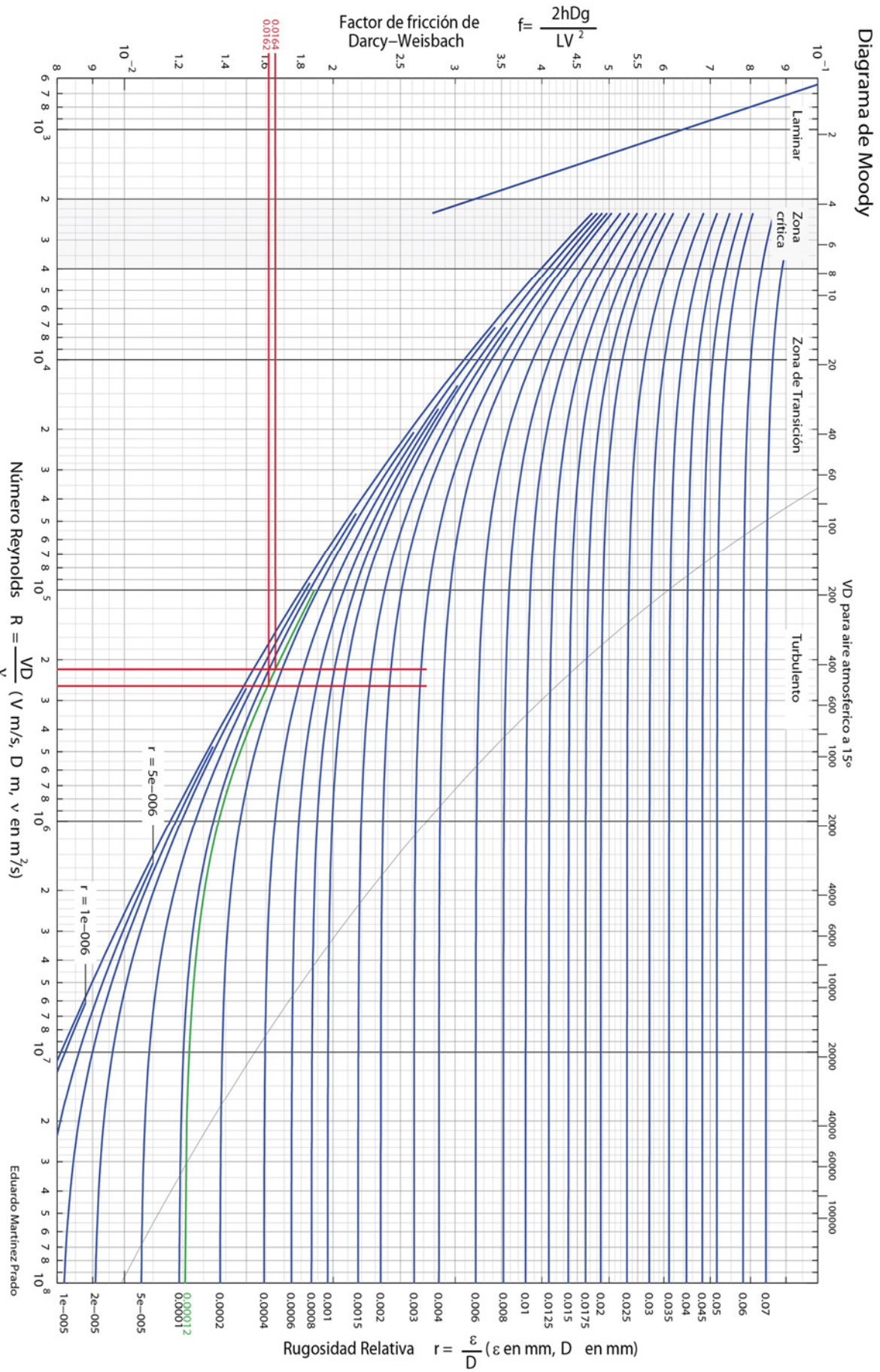


Figura A-7.4: Diagrama de Moody para un caudal de 0'2 m³/s.

Una vez obtenido el factor de fricción, se puede calcular las pérdidas por fricción en la tubería de hierro colado mediante el método de Darcy-Weisbach, utilizando la figura A-7.4. Las pérdidas de carga para cada tramo vendrán dadas por la ecuación (A-7.17), para un caudal de $0'2 \text{ m}^3/\text{s}$.

$$h_f = f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \left[\begin{array}{l} h_{f_{0-360m}} = 0'0164 \left(\frac{360 \text{ m}}{1 \text{ m}} \right) \frac{\left(0'254648 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2}{2 \cdot 9'81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 0'0193 \text{ m} \\ h_{f_{360-13700m}} = 0'0162 \left(\frac{13340 \text{ m}}{0'9 \text{ m}} \right) \frac{\left(0'314380 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2}{2 \cdot 9'81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 1'2096 \text{ m} \end{array} \right.$$

$$\Delta H = 1'2289 \text{ m} \quad (\text{A-7.17})$$

Así que el salto neto de la conducción para un caudal de $0'2 \text{ m}^3/\text{s}$ se calcula mediante la ecuación (A-7.18).

$$H_N = 88 \text{ m} - 1'2289 \text{ m} = 86'77 \text{ m} \quad (\text{A-7.18})$$

Calculando el rendimiento en porcentaje por simplicidad, se tiene la ecuación (A-7.19) que representa el rendimiento para el caudal de $0'2 \text{ m}^3/\text{s}$.

$$\eta_{\text{conducción Darcy}} = \frac{88 \text{ m} - 1'2289 \text{ m}}{88 \text{ m}} \times 100 = 98'60\% \quad (\text{A-7.19})$$

Por tanto las pérdidas de carga, estarían así calculadas, pero este cálculo es impreciso, ya que hay un cambio de sección y numerosos registros a lo largo del trazado. La conducción no es un tramo recto de geometría homogénea, existen demasiadas curvas en el trazado, y el cálculo o estimación de las pérdidas sería arduo, tedioso y poco exacto.

En este punto del estudio, se puede deducir que va a ser necesario calcular la curva de rendimiento de la conducción. Si se pretende optimizar el rendimiento de la instalación a través de optimizar cada uno de sus componentes, conocer el rendimiento de la conducción para cada caudal será una importante ecuación a la hora de optimizar el conjunto.

Se representa la curva de pérdidas de carga para cualquier caudal en forma matemática según Darcy-Weisbach en porcentaje en la ecuación (A-7.20). Se automatizan los cálculos de pérdidas de carga anteriores y generalizan para cualquier caudal, entre el mínimo y máximo caudal admisible por la conducción. Los resultados obtenidos se representan de forma gráfica en la figura A-7.5:

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Darcy-Weisbach}}} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001 \quad (\text{A-7.20})$$

En la figura A-7.5 se representa la curva en porcentaje de pérdidas y su inversa que corresponde con el rendimiento de la conducción, por tanto sus ecuaciones son idénticas, salvo los signos que están cambiados.

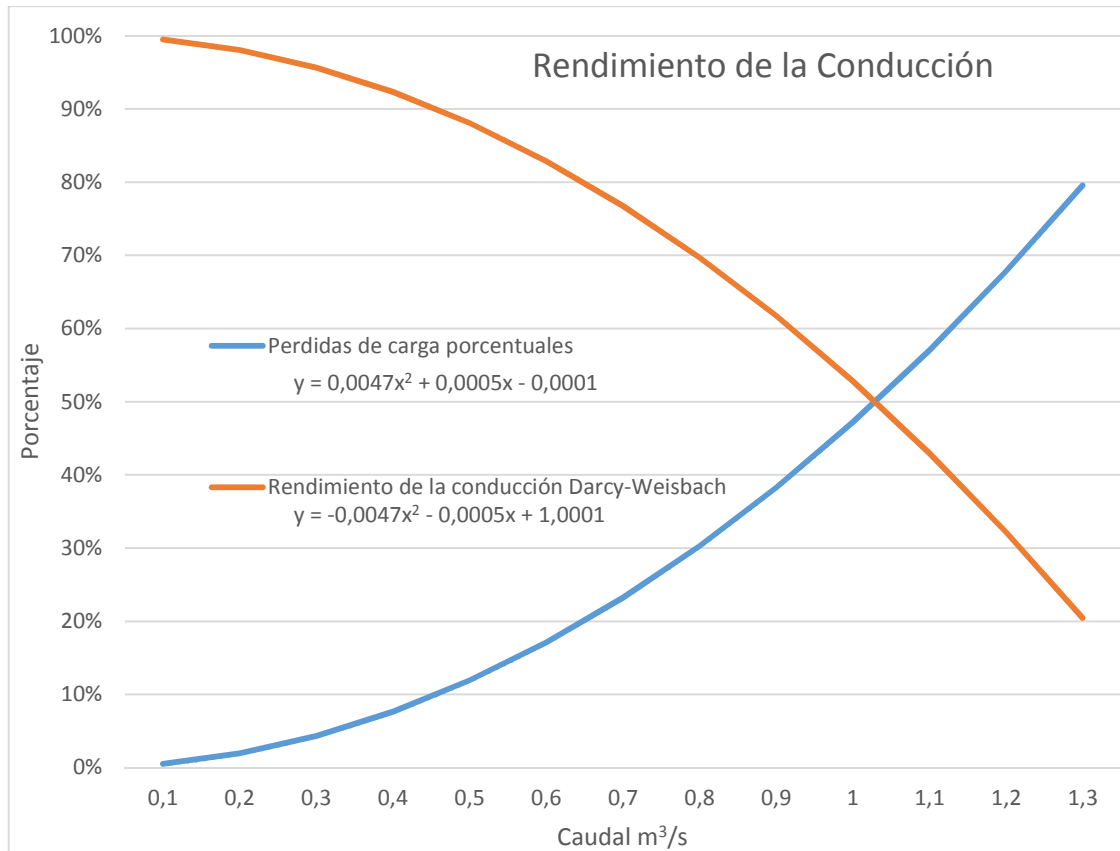


Figura A-7.5: Rendimiento de la conducción en función del caudal de captación según Darcy-Weisbach.

Pero la figura A-7.5 no muestra el rendimiento de la conducción en el escenario actual. Para evaluar el rendimiento actual de la conducción, se clasifican y agrupan los registros de la ETAP para los distintos caudales de entrada. Después se eliminan todos aquellos registros atípicos o singulares, se homogeniza dichos datos a través de su media aritmética.

Se realizan los cálculos de rendimiento definidos en las ecuaciones (A-7.1) y (A-7.3), obteniendo el rendimiento de la conducción para distintos caudales. Estos valores de rendimiento están representados en la figura A-7.6, y se obtiene su ecuación característica ecuación (A-7.21), que será de gran utilidad para el resto de cálculos.

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Actual}}} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301 \quad (\text{A-7.21})$$

Se puede observar en la figura A-7.6, que los resultados obtenidos de forma empírica a partir de los datos de la ETAP difieren de los cálculos teóricos. Analizando los factores confluentes en la conducción, se debe considerar que los resultados obtenidos son más exactos y lógicos, ya que el propio sistema de generación de energía eléctrica actúa como medidor y registrador del comportamiento y rendimiento de la instalación C-TAAT (Conducción-Turbina Generador Acoplamiento mecánico y Transformador) y de forma indirecta de la conducción.

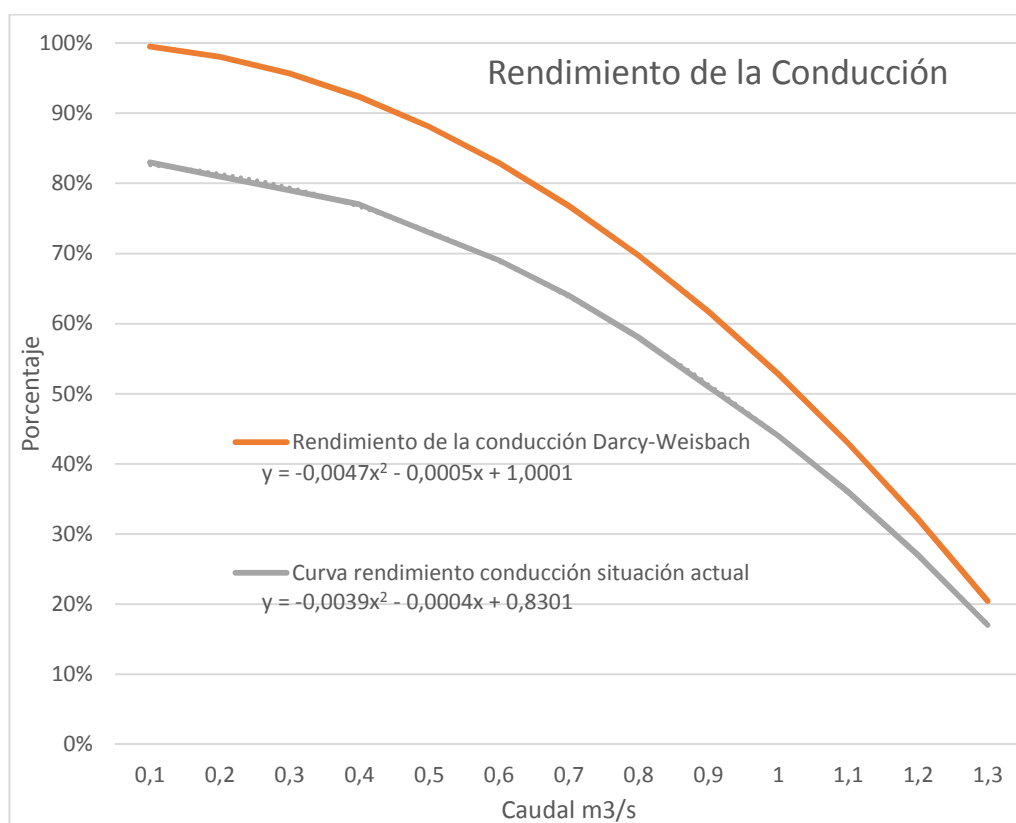


Figura A-7.6: Comparación de los rendimientos: teórico de Darcy-Weisbach y el rendimiento en la situación actual.

Tras realizar todos los cálculos pertinentes, se observa que la conducción presenta un rendimiento inferior al teórico, que se fija en torno al 16'49% de media, para caudales bajos, y va reduciéndose a medida que el caudal aumenta. El porcentaje se reduce entorno a un mínimo de un 3'44% de media para caudales muy altos, debido a que el flujo de agua se homogeniza dentro de la conducción, la ecuación de rendimiento del modelo actual corresponde a la ecuación (A-7.21).

Por otro lado la conducción reduce su rendimiento a valores inaceptables a partir de caudales superiores a $1 \text{ m}^3/\text{s}$, por lo que no sería recomendable hacer trabajar la conducción con caudales superiores.

El rendimiento de la conducción es del 79'74%, para un 33% del caudal nominal. Este dato contradice notoriamente el valor antes calculado mediante la ecuación (A-7.1) de Darcy-Weisbach para las pérdidas de carga en conducciones que fija el rendimiento según la ecuación (A-7.19), en el 98'60%. Existen varios factores clave para esta discordancia, que son:

- La ausencia de cámara de carga en el azud, que perjudica notablemente los parámetros de la conducción. Si existe una pre-cámara, pero a la vista del rendimiento calculado no está, funcionando, o no se utiliza correctamente. Al no estar alimentada correctamente no mantiene ni la presión, ni el caudal en la conducción forzada. Otra posibilidad es que no esté correctamente dimensionada.
- El caudal que circula por la conducción no es el nominal, ni siquiera el 80% o 90% de este. Habitualmente el caudal de trabajo se encuentra entre el 33% y el 40%, por lo que el agua desciende golpeando las paredes, perdiendo energía cinética.
- La geometría del trazado, las curvas, y los estrechamientos y los cambios del nivel, no pueden ser evaluados mediante las ecuaciones de Darcy-Weisbach, ya que no hay referencias exactas de esa información.
- La gran longitud de la conducción.
- El deterioro de la conducción a lo largo de los años de servicio, que ha aumentado el factor de fricción del fluido contra las paredes de la conducción.

Estos factores contribuyen a no obtener el rendimiento óptimo en la conducción, principalmente por el bajo caudal y a tener pérdidas altas por la longitud del trazado y su geometría.

Aunque el mayor problema de la instalación es la ausencia de cámara de carga, que se manifiesta en los registros de la ETAP en forma de:

- Oscilaciones en el rendimiento para los mismos valores de caudal de captación, señal inequívoca de la ausencia, mal uso o mal funcionamiento de la cámara de carga.
- Inestabilidad del rendimiento con las variaciones de caudal de captación, presentando bajo factor de repetición en sus valores ante una misma entrada.

A8. Métodos de cálculo para otros elementos

Para las variables del grupo de elementos generadores de energía se utilizará la información técnica de los fabricantes de estos componentes. Estos elementos son la turbina Francis de VOITH y el alternador de INDAR. Para los datos que no consten en las respectivas fichas técnicas, se realizan las medidas y cálculos para determinar aquellos datos no especificados o desconocidos. En los cálculos se aplican los métodos estándar para máquinas eléctricas trifásicas, de sobrada fiabilidad y contrastados resultados, utilizados habitualmente en ingeniería eléctrica; potencia eléctrica, potencia mecánica, rendimiento, etc. Se apoyan los resultados con medidas tomadas en planta a pie de los equipos.

Para la obtención de otros datos se utilizan distintas fuentes. La más importante es la Confederación Hidrográfica del Ebro, de las que se pueden obtener datos relativos a los caudales del río, información sobre derechos del agua, cesiones etc. Con estos datos se calculan medias, modas y disponibilidad de agua para la consecución del objetivo principal maximizar la generación de energía eléctrica.

Para otros sistemas, se utiliza la formulación típica de ciencias como la física, hidráulica, electricidad, estadística, etc.

A9. Establecimiento de las variables de la turbina, enlace mecánico, alternador y transformador de energía eléctrica

El estudio del conjunto turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador, es el 3^{er} Objetivo, ya que componen el núcleo del sistema de producción de energía eléctrica. Inicialmente se comprueba la idoneidad de la turbina instalada en la ETAP para la generación de energía.

A9.1. Turbina

Para la comprobación de la idoneidad de la turbina Francis instalada, se necesitan datos tales como la altura del salto en metros y el caudal estimado en m³/s, y para la comprobación se recurre al uso de las gráficas proporcionadas por el propio fabricante de las turbinas VOITH, respaldadas por sus estudios y ensayos:

- Caudal min.: 0'2 m³/s.
- Caudal max.: 0'9 m³/s.
- Salto bruto: 111 m.
- Altura del salto útil: 88 m.
- Salto neto: 86'38 m.
- Salto neto aparente empírico: 53'592 m.

La representación de estos datos sobre la figura A-9.1, representa la elección los parámetros de funcionamiento e idoneidad de los diferentes tipos de turbina, en función de sus características especiales.

Sobre la figura A-9.1 se ha representado en forma de rectángulo rojo rayado la zona de operación que corresponde a los caudales de operación de la ETAP. Como se puede apreciar en la figura, la elección de una turbina Francis es una elección apropiada aun estando en el límite entre las turbinas Francis y Pelton, y aunque el rango de caudales de entrada podría presentar dudas con caudales altos, la elección se hace más obvia cuando el caudal de entrada no corresponde con el máximo.

La situación más frecuente en la ETAP es hacerla trabajar a caudales bajos, rozando el mínimo, lo que no es recomendable en términos de rendimiento, y provoca que el rendimiento del conjunto conducción, turbina sea bajísimo, fuera de todo rango considerable, y claramente mejorable.

La elección de la turbina es acertada, por su óptimo desempeño, que garantiza un alto rendimiento. Este tipo de turbinas son efectivas para un amplio rango de alturas de salto y presentan una alta eficiencia. Presentan una serie de ventajas e inconvenientes:

Ventajas:

- Diseño hidrodinámico que permite bajas pérdidas hidráulicas, que garantizan un alto rendimiento.
- Un diseño robusto, que garantiza décadas de uso con un bajo un costo de mantenimiento, inferior al de otras turbinas.
- Reducidas dimensiones, con lo cual la turbina puede ser instalada en espacios con limitaciones física.
- Permiten altas velocidades de giro.

Inconvenientes:

- Por sus altas velocidades de giro, hay que controlar el comportamiento de la cavitación, con inspecciones periódicas.
- No es la mejor opción para utilizar frente a grandes variaciones de caudal, por lo que se debe tratar de mantener un flujo de caudal constante previsto, antes de la instalación.
- No es recomendable su uso para alturas superiores a 800 m. Las presiones existentes comprometen la integridad de los sellos de la turbina.

No es una turbina que lleve bien los cambios de caudal. Es importante mantener un caudal constante y lo más próximo al caudal nominal para el que fue diseñada, con el objetivo de que trabaje de forma más estable y mejore sus registros de rendimiento.

Y para poder optimizar el funcionamiento de la turbina, es necesario conocer, y estudiar sus características, empezando por las que proporciona el fabricante:

Datos turbina:

1.- Generalidades.

Turbina FRANCIS marca VOITH espiral de eje horizontal tamaño 4'5 / F 49'19, representada esquemáticamente en la figura A-9.2.

2.- Características nominales de diseño.

Salto geométrico H: 111 metros.

Salto útil H': 85 metros

Velocidad n: 1.500 min⁻¹.

Velocidad de embalamiento (H: 85 m) n_{max}: 2.730 min⁻¹.

Potencia P: 762 kW.

3.- Características de la turbina.

Entrada a la carcasa espiral Dsp: 409 mm.

Distribuidor Dz: 555 mm.

Número de paletas directrices N^º: 16, a_{max}: 35 mm.

Diámetro de rodete Dla: 450 mm.

Número de álabes z: 13.

Sentido de giro: A la izquierda.

4.- Carcasa espiral.

Presión de cálculo 16 bar.

Presión de prueba 24 bar.

5.- Valores de regulación.

Tiempo de apertura del distribuidor 110 segundos.

Tiempo de cierre del distribuidor 100 segundos.

Tiempo de cierre de emergencia 20 segundos.

6.- Regulador.

Presión operacional 15 - 25 bar.

7.- Válvula de mariposa.

Tiempo de apertura 120 segundos.

Tiempo de cierre 120 segundos.

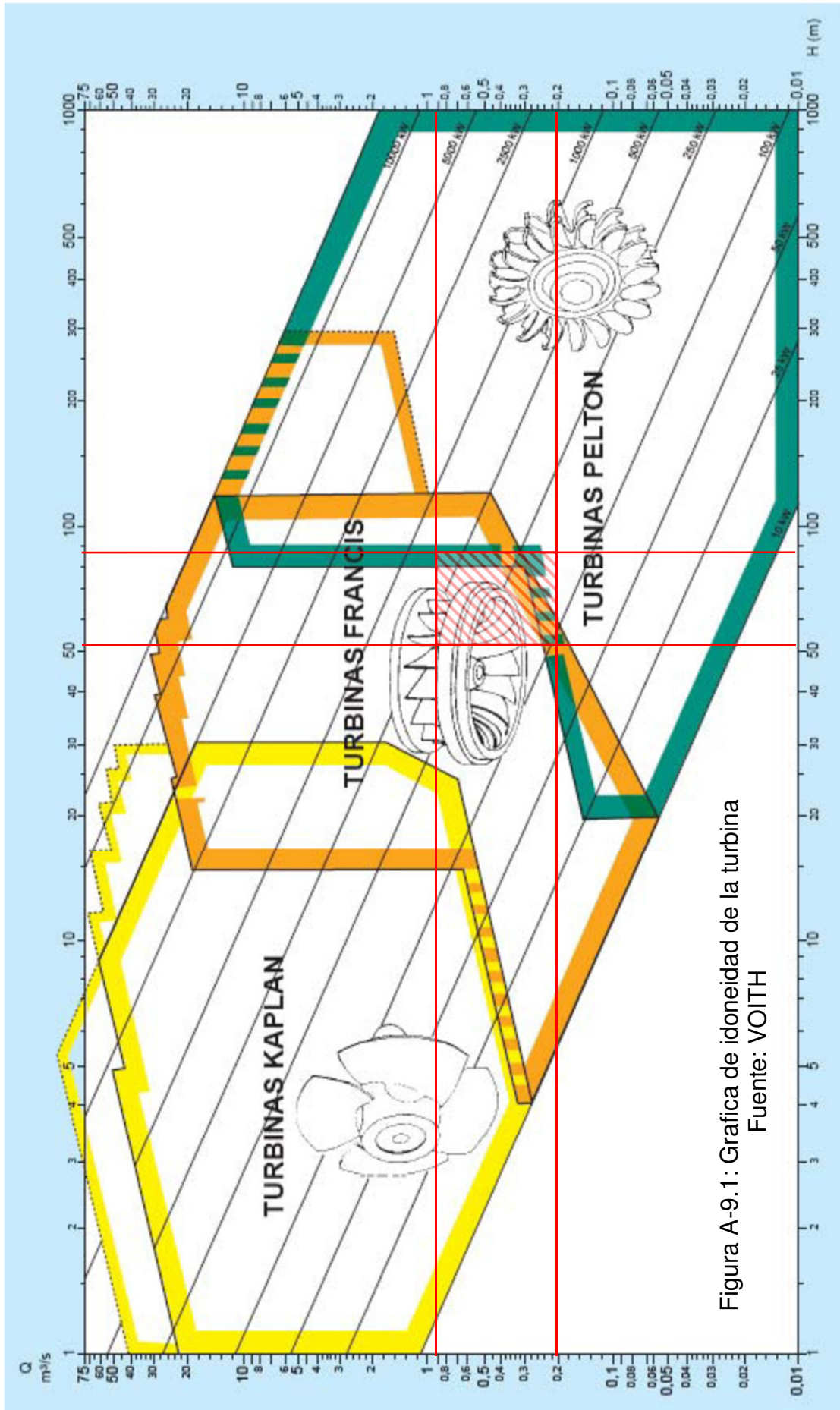


Figura A-9.1: Grafica de idoneidad de la turbina
Fuente: VOITH

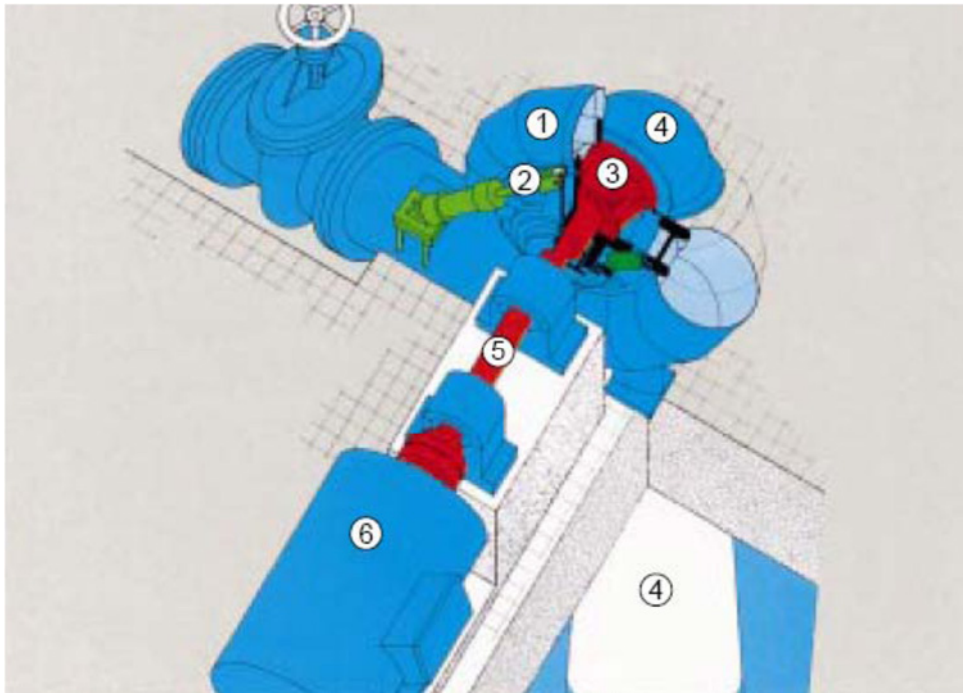


Figura A-9.2: Esquema turbina Francis eje Horizontal (VOITH)

Donde:

- 1) Cámara espiral
- 2) Álabes móviles
- 3) Rodete
- 4) Tubo de aspiración
- 5) Eje de turbina
- 6) Generador

A pesar de encontrar gran cantidad de información sobre turbinas Francis, el fabricante no nos ofrece datos concretos sobre su curva de rendimiento. Por tanto hay que calcularlos y para ello modelamos el rendimiento del conjunto conectando un equipo de medida y registro de datos, tal y como muestra la figura A-9.3.

A9.2. Acoplamiento mecánico

La unión entre turbina y generador o alternador es un acoplamiento mecánico directo, por tanto no existe una compleja caja de cambios y se puede decir que las pérdidas por transmisión son prácticamente cero.

El acoplamiento mecánico, permite ajustar los regímenes de giro entre la turbina y el generador, regulando las distintas velocidades de giro, y consiguiendo una mejor y más eficiente adaptación o transición entre turbina y generador. No obstante, este tipo de acoplamiento también

presenta ciertas desventajas, como la imposibilidad de absorber impactos o vibraciones, que pasarían directamente al generador.

En el caso de pequeñas centrales generadoras como la que nos ocupa, el uso del acoplamiento directo es una elección acertada, que si bien no permite la regulación para distintos puntos de trabajo, reduce el coste de mantenimiento con respecto a un acoplamiento mecánico complejo, reduciendo las averías y mejorando la operación del sistema.

A9.3. Generador

Los datos que ha aportado la ETAP sobre el generador, son muy completos y detallados, tanto desde el punto de vista mecánico como del constructivo. Se puede ver su esquema de conexión en la ETAP en la figura A-9.3. Sus principales características son:

Datos del generador:

- Marca INDAR
- Nº fases: 3
- Tipo Asíncrono
- Potencia: 720 kW
- Tensión: 380 V
- Frecuencia: 50 Hz
- Velocidad nominal: 1.510 rpm
- Factor de potencia: 0'80
- $\eta_{\text{ALTERNADOR}} = 0'953711$

A9.4. Transformador

Sus características son fijadas en el momento del diseño de la central, en consonancia con las características del salto y del generador.

Su funcionamiento generalmente es óptimo, siempre que trabaje dentro de sus parámetros nominales, y que se le brinde un mantenimiento correcto. Sus principales características son:

Datos del transformador:

- Nº fases: 3
- Potencia nominal (kVA): 750 kVA
- Tensión nominal (V): 400 V / 63'5 kV (punto de vertido: Línea de 2ª categoría).
- Frecuencia (Hz): 50 Hz
- Factor de potencia: 0'98
- $\eta_{\text{TRANSFORMADOR}} = 0'98$

A9.5. Calculo de rendimientos

Para la obtención de mejores resultados se realizó un estudio del rendimiento turbina, acoplamiento mecánico y transformador. Para ello se instaló un analizador que registrara el funcionamiento del conjunto, entre las etapas de entrada de agua (mediante un lazos de corriente de 4-20 mA) y de los medidores de energía suministrada a la red eléctrica, obteniendo su curva característica y de rendimiento.

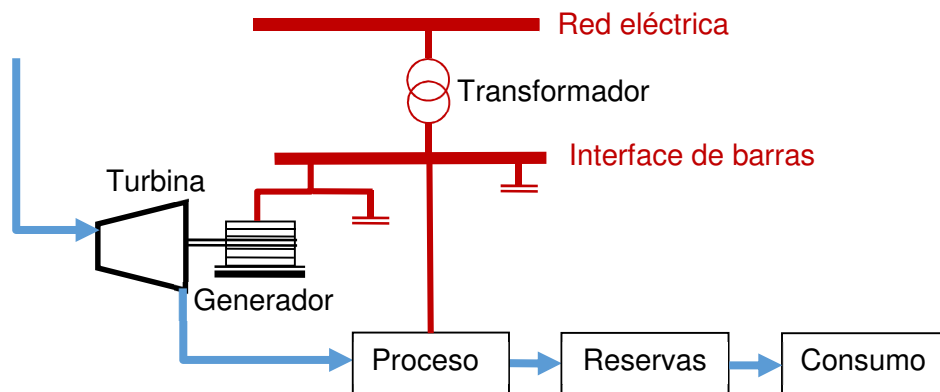


Figura A-9.3: Esquema de turbina-generator y proceso.

La figura A-9.4 muestra la relación entre la energía en bornes del alternador y el agua turbinada registrada por el equipo de medida instalado.

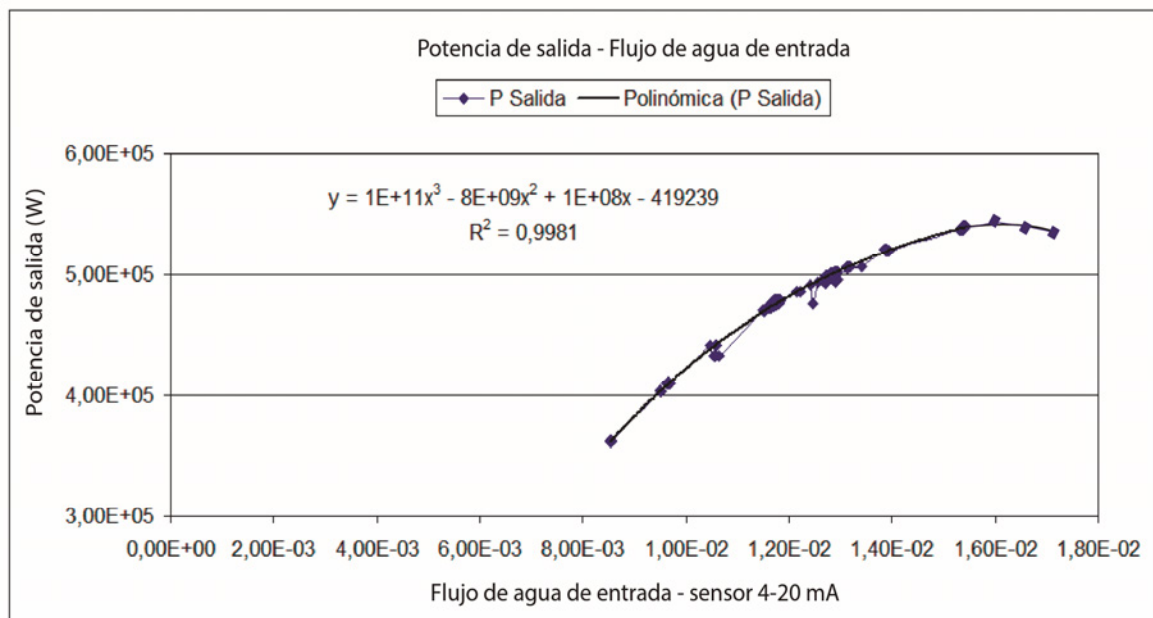


Figura A-9.4: Curvas de rendimiento de transformador y del conjunto turbina-generator

A través de las observaciones, medidas y registros a pie del conjunto turbina, acoplamiento, generador y transformador (TAGT), se puede calcular el rendimiento del grupo turbina-alternador. La figura A-9.5 ilustra

la relación de energías en el sistema ETAP. El estudio de las medidas y registros permitirá estimar de forma precisa las pérdidas de carga en la conducción y mediante la ecuación (A-9.1) de rendimiento, se obtendrán los rendimientos de cada elemento de la cadena de generación.

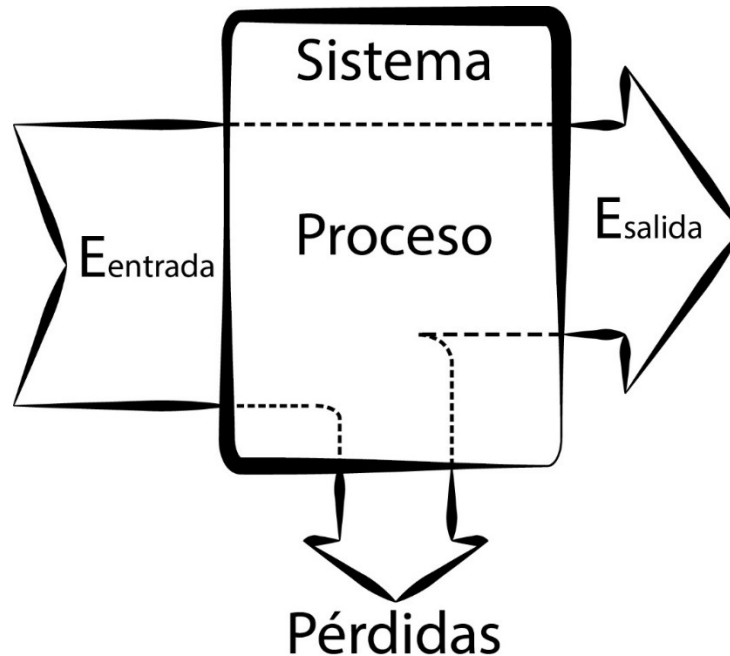


Figura A-9.5: Rendimiento de un sistema generador.

$$\eta = \frac{\text{energía generada}}{\text{Energía teórica debida al flujo de agua}} \quad (\text{A-9.1})$$

El rendimiento de la turbina no es lineal y depende del caudal nominal y del caudal turbinado. El rendimiento se corresponde con una curva que es necesario componer. Para ello, a partir de datos característicos, de datos del fabricante y de las curvas de rendimiento típicas para el tipo de turbinas empleado, se genera la curva de rendimiento mediante puntos. Esta curva está representada en color rojo en la gráfica de la figura A-9.6. A partir del conjunto de medidas tomadas en la instalación, se ha representado en color azul el valor del rendimiento real del conjunto turbina, acoplamiento, generador y transformador en la gráfica de la misma figura

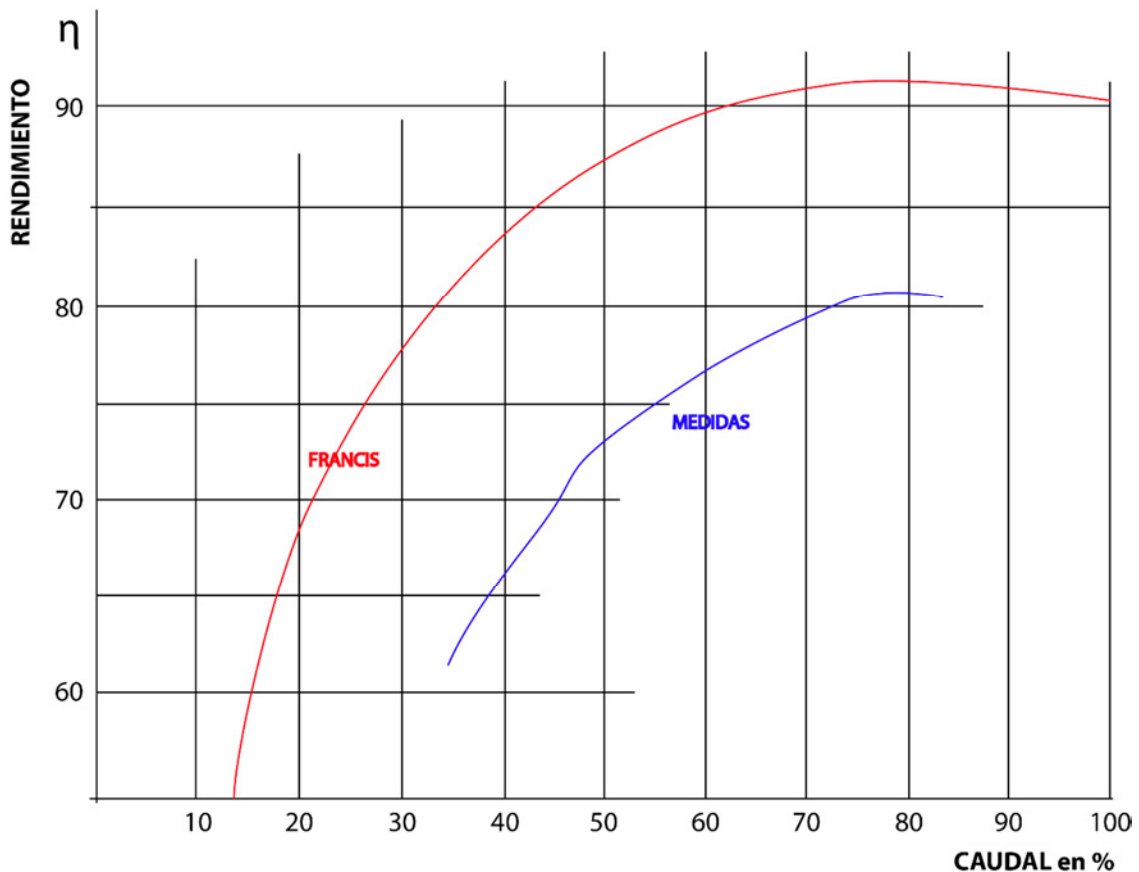


Figura A-9.6: Rendimiento de turbina, frente a las medidas de rendimiento turbina, acoplamiento, alternador y transformador.

Se puede apreciar que las curvas tienen un desplazamiento, el cual es debido al rendimiento del acoplamiento mecánico, del alternador y del transformador. Puesto que el acoplamiento es directo a través de un eje solidario, se puede decir que su rendimiento es del 100%, por lo que la diferencia entre ambas curvas representa el rendimiento del alternador y transformador. La media de la diferencia calculada entre las dos curvas es de 0'12258 por lo que el rendimiento del conjunto alternador-transformador en su punto máximo es:

$$\eta_{\text{alternador-transformador}} = 0'8134 = 81'34\% \quad (\text{A-9.2})$$

La ecuación (A-9.2) representa el rendimiento alternador-transformador turbinando caudales del 70% al 85 % del caudal nominal.

A diferencia de los rendimientos de la turbina y alternador, el rendimiento del transformador es prácticamente estable a lo largo de toda la curva (en los regímenes de trabajo considerados), mostrando una variación en la horquilla del $\pm 1'8\%$. Esta variación no es relevante en el

proceso de optimización, por su pequeño valor comparado con otros elementos de la cadena de generación, cuya variación es más significativa, por lo que se desestima su utilización en el proceso de optimización.

La curva de rendimiento del conjunto TAGT (Turbina, Acoplamiento, Generador, y Transformador) se ha aproximado por una función de tercer grado calculada por el procedimiento de mínimos cuadrado. Esta función corresponde con la mostrada en la ecuación (A-9.3).

$$\eta_{conjunto} = 9^{-0.5} Q_{entrada}^3 - 0'022 Q_{entrada}^2 + 1'913 Q_{entrada} + 38'25$$

Ecuación de rendimiento del conjunto TAGT. (A-9.3)

Los rendimientos de cada componente de la instalación de generación, se obtienen a través de los datos del fabricante, operando, o deduciéndolo con respecto a los demás, obteniendo los siguientes resultados:

- $\eta_{TOTAL} = 0'596280827$ con un caudal medio del 40% del caudal nominal.
- $\eta_{TURBINA} = 0'92$ turbinando el 80% del caudal nominal
 $0'83$ turbinando al 40% del caudal nominal
 $0'80$ para un caudal de turbinado del 33% del caudal nominal.
- $\eta_{ENLACE MECANICO} = 1$ acoplamiento directo.
- $\eta_{ALTERNADOR} = 0'953711$
- $\eta_{TRANSFORMADOR} = 0'98$
- $\eta_{CONDUCCIÓN} =$ variable, según la ecuación de rendimiento (A-7.21) y la figura A-7.6.

A10. Establecimiento de las variables propias del proceso de la ETAP

El proceso representa la parte más importante de la planta, ya que para su ejecución fue construida: el objetivo principal de la instalación en el caso de estudio es la depuración de agua para consumo humano. Respetar los parámetros del proceso es uno de los condicionantes más importantes a tener en cuenta, y se constituye en el 4º Objetivo.

Por tanto el proceso estará determinado por variables como el caudal, el tiempo de tratamiento y los movimientos de agua, los cuales son definidos a continuación:

- Q = Caudal entrada, entre $0'2 \text{ m}^3/\text{s}$ y $0'9 \text{ m}^3/\text{s}$.
- t = tiempo de proceso, representa el tiempo necesario para la depuración del agua, entre 2 y 3 horas, según el caudal, y representado en la figura A-10.1.
- Los movimientos del agua y los tratamientos en la ETAP se producen por gravedad, lo que hace más sostenible al sistema.

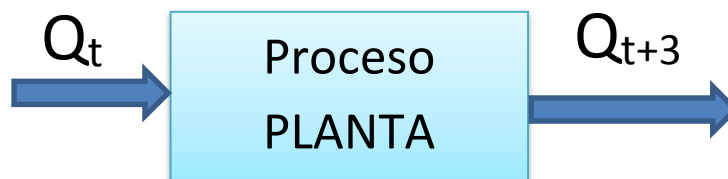


Figura A-10.1: Representación esquemática de la planta.

El caudal de entrada es regulable mediante una válvula de apertura comandada por un lazo de control 4-20 mA, y que da entrada al caudal que accede a la ETAP. La duración del tratamiento es función del caudal de entrada. Todo el proceso funciona por gravedad. La permanencia del agua en el proceso también afecta a la calidad del agua, por lo que el tiempo de tratamiento del agua es inversamente proporcional a la cantidad de agua que entra para ser tratada, e inversamente proporcional a la calidad del agua tras el proceso. Las relaciones se pueden apreciar en la función (A-10.1):

A más caudal de entrada → menos tiempo de proceso → peor calidad

A menos caudal de entrada → más tiempo de proceso → mejor calidad

Relaciones caudal-calidad. (A-10.1)

No obstante, aun tratando el caudal máximo de 0'9 m³/s, la calidad del agua depurada sigue siendo alta y completamente apta para el consumo humano. Por ello, el caudal no se considera un condicionante en el proceso, excepto en la necesidad de mantener un caudal mínimo que mantenga el proceso en funcionamiento. Esta necesidad de mantener el caudal mínimo viene impuesta por la imposibilidad de una parada total en el proceso inviable por su coste económico y de tiempo. Así, no disminuyendo el caudal por debajo de un mínimo de 0'2 m³/s (mínimo para mantener el proceso en funcionamiento), el resto de parámetros del proceso de la ETAP no se ven afectados por la optimización.

Con el objetivo de estandarizar las conclusiones, no se tienen en cuenta más variables que las específicas del proceso de planta. Su no consideración no afecta a la optimización de la producción de energía eléctrica, ya que las variables del proceso permanecen inalterables, y no son afectadas en modo alguno.

A11. Normativa sobre producción y comercialización de energía eléctrica

La producción y comercialización de energía eléctrica es regulada desde estamentos tales como la Unión Europea y la Administración Española, a través de directivas, leyes, Reales Decretos, disposiciones y numerosos reglamentos. Es necesario circunscribir las acciones de optimización de acuerdo a las directrices y normativas, y no únicamente desde un punto de vista meramente técnico. Contemplar la normativa actual y aprovechar sus ventajas competitivas y estructurales, aportará beneficios operativos a la ETAP. Conocer y contemplar los futuros planes de acción europeos y nacionales, y adaptar los planes de actuación a las futuras nuevas líneas legislativas, hará más rentables, lógicas e inteligentes todas las actuaciones, modificaciones e inversiones que se lleven a cabo en la ETAP. Entre la legislación actual y los planes de desarrollo cabe destacar lo expuesto en el **capítulo 8 (Normativa sobre producción y comercialización de energía eléctrica)** del cuerpo principal de esta tesis:

A11.1. Elección del mecanismo de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial

La instalación de generación de energía eléctrica de la ETAP se clasifica según RD 413/2014, como **Grupo b.4 subgrupo 2 - Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico, con potencias nominales inferiores a 10MW**. Como potencia nominal se toma la especificada en la placa de características del grupo motor generador o alternador.

Para vender, total o parcialmente, la producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación el real decreto RD 413/2014, deberán elegir una de las opciones siguientes:

1. Verter la producción al sistema a través de la red de transporte o distribución y comercializarla a través de un operador del mercado, percibiendo por ella una tarifa única según mercado para todos los períodos de programación, calculada según el precio del kWh en el mercado intradiario expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora, complementado, en su caso, por una retribución específica en céntimos de euro por kilovatio-hora.
2. Vender la producción eléctrica en el mercado diario de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación

(operador de mercado), complementado, en su caso, por una retribución específica en céntimos de euro por kilovatio-hora, para ello la instalación debe de tener una representación mínima de mercado del 10%, bien por si misma o como agrupación de varios generadores.

A11.2. Clasificación de la instalación

Para determinar las retribuciones de la instalación en el nuevo marco normativo, se deben de tener datos de la referencia a la instalación tipo, para lo que hay que consultar la Orden 1045/2014, en el apartado del grupo b.4.2, la instalación se puso en servicio a finales de 1991, por lo que todavía no ha cumplido los 25 años vida útil contemplados para este tipo de instalaciones.

Teniendo en cuenta las características de la instalación, se tiene que el código de instalación tipo (o código IT) es IT-00721 que corresponde con el asignado a instalaciones anteriores a 1994, y cuyas retribuciones se pueden consultar en la tabla A-11.1.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-00713	25	76'627	-	220	112
IT-00714	25	79'239	-	-	-
IT-00721	25	0	-	-	-

Tabla A-11.1: Retribuciones para cada instalación tipo.

Es decir, la instalación a estudio, no tiene derecho a ningún tipo de retribución, así que sus retribuciones dependerán exclusivamente de la venta de su producción en el mercado, no tiene horas mínimas de funcionamiento y tampoco un umbral de funcionamiento.

No tiene derecho a retribuciones a la inversión ni a la operación, por lo que opera como una central hidroeléctrica normal, y en el subgrupo b.4.2 no hay limitaciones al número de horas máximas de funcionamiento. Bajo estos condicionantes, la mejor opción es hacer trabajar la instalación tantas horas como sea posible, maximizando con ello los beneficios por la instalación.

A12. Las reservas

Las piscinas de almacenamiento, también denominadas depósitos de almacenamiento o de reservas, eran inicialmente eran 4 grandes depósitos de 12500 m³/s cada uno con una capacidad total de 50000 m³. La capacidad de almacenamiento fue incrementada tras la última ampliación (2011) con un quinto depósito de otros 12500 m³/s, fijando su capacidad total en 62500 m³. Con esta ampliación, la capacidad de almacenamiento total quedó incrementada significativamente, adaptando la ETAP a las futuras necesidades y requerimientos de la sociedad Riojana.

$$4 \times 12500 = 50000 \text{ m}^3 \quad (\text{A-12.1})$$

Capacidad de almacenamiento hasta el 30/6/2011

$$5 \times 12500 = 62500 \text{ m}^3 \quad (\text{A-12.2})$$

Capacidad de almacenamiento después del 30/6/2011

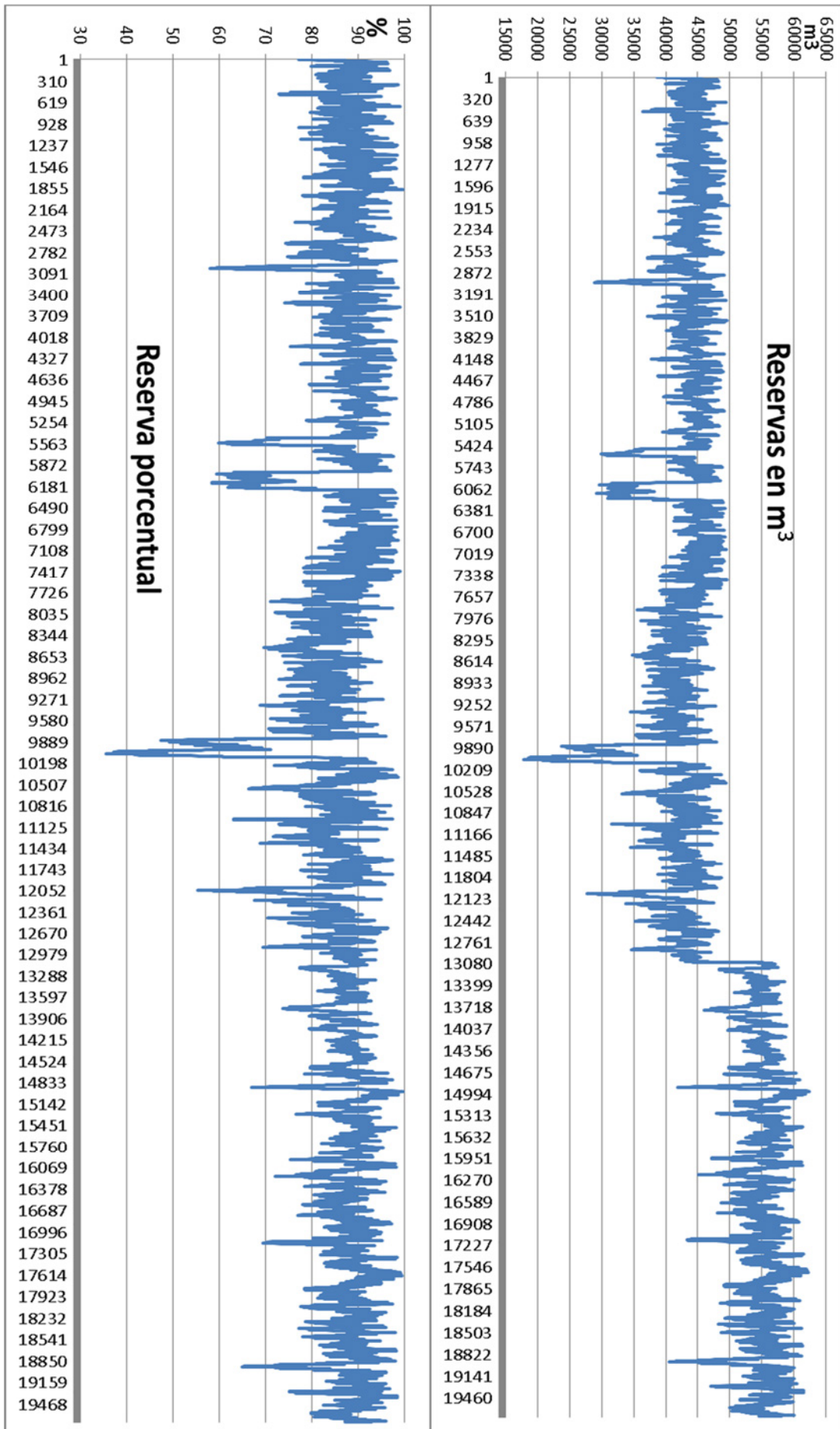
Las reservas de agua son monitorizadas en todo momento por el sistema de control de la planta. Cuantificar estas reservas es importante, ya que permite obtener el margen de maniobra (duración de las reservas de agua) en caso de emergencia. Las instalaciones de las reservas de la ETAP se muestran en la figura A-12.1.

Los niveles de reservas, junto con la estimación del consumo mediante variables atmosféricas, permiten estimar el grado de autonomía de la ETAP, con una alta precisión, lo que supone un importante dato, no solo ante averías o imprevistos, sino también en el día a día de la planta. Por ejemplo, pueden utilizarse para planificar las operaciones rutinarias en la planta, las tareas de mantenimiento, o la programación de reparaciones previstas en la ETAP.



Figura A-12.1: Detalle depósitos de almacenamiento y ampliación.

Figura A-12.2: Representación de histogramas del volumen almacenado de más de 20.000 muestras (dos años y medio).



En la figura A-12.2 se puede observar el nivel de reservas de más de 20.000 muestras, es decir, en torno a dos años y medio de registros, representado en valores absolutos y en porcentaje. Se observa hacia la muestra 13071 el incremento de capacidad debida a la puesta en funcionamiento del quinto depósito, salto que no es apreciable en valores porcentuales, y que lo hace más apropiado para cálculos, observaciones y estimaciones.

Media reservas 4 depósitos hasta el 30-6-2011 muestra 13071 (m ³)	42605'78
Media reserva 5 depósitos a partir del 30-6-2011 a las 14:00h (m ³)	54797'83
Máximo de reserva hasta el 30-6-2011 (m ³)	50000
Máximo de reserva a partir del 30-6-2011 (m ³)	62500
Media de niveles de reserva (%)	86'0447
Mínimo porcentual de reservas (%)	35'75
Máximo porcentual de reservas (%)	99'75

Tabla A-12.1: Resumen numérico de las reservas.

Analizando los valores estadísticos de la serie temporal de reservas en la ETAP. Tabla A-12.1, se puede apreciar picos de mínimos en la reserva, en torno al 59% y 60%, y un peligroso mínimo del 35'75%. Este mínimo se produjo tras un accidente de tráfico de un camión cisterna que transportaba hidrocarburos, que provocó un vertido que contaminó la cuenca del río, y obligó a limpiar toda la cuenca, las instalaciones de captación y la conducción a la ETAP.

Por otro lado, se aprecia que los niveles de reserva se mantienen siempre lo más altos posible, con un valor medio del 86%, con el objetivo de poder afrontar emergencias y situaciones singulares. Por tanto, mantener un nivel de reservas es importante, y este límite, es un objetivo a conseguir en el proceso de optimización. Además se ha de contemplar la necesidad de adaptar este objetivo a distintas épocas del año donde la demanda se sabe que es mayor, por ejemplo en los meses de Junio y Julio, donde el consumo medio de agua aumenta como consecuencia del llenado de las piscinas para el periodo estival. Este incremento es significativo, con niveles de consumo elevados y mantenidos en un intervalo significativo de tiempo.

Es necesario anticiparse a estos eventos conocidos, aumentando los niveles de reserva y los caudales de procesamiento de agua, lo que puede alterar

los flujos internos de agua y ofrece una oportunidad para maximizar la producción de energía.

Se debe tener en cuenta que los depósitos de reserva no solo representan un colchón para absorber los picos de demanda, sino que también absorben los picos de tratamiento de agua (excedentes de agua tratada). Por ello no es aconsejable mantenerlos en niveles excesivamente altos, próximos al 100%, puesto que también se utilizaran como elemento regulador de los flujos de agua dentro de la ETAP.

A13. Establecimiento del punto óptimo de funcionamiento de conducción y turbina

A la vista de las variables de la conducción y tras determinar las variables, las curvas de rendimiento y los parámetros de funcionamiento de los diferentes sistemas, se observa que a más caudal, más pérdidas se producen en la conducción. Esta conclusión se aprecia en los datos recogidos en las tablas A-13.1 y A-13.2. Por otra parte, la turbina tiene un comportamiento radicalmente distinto, ya que produce más energía cuanto más caudal es turbinado. Por lo tanto, conducción y turbina presentan funciones inversas que han de ser evaluadas.

Caudal (m ³ /s)	PERDIDA TOTAL (m)	PERDIDAS PORCENTUALES	Rendimiento conducción situación actual
0'1	14'96	17'00%	83'00%
0'2	16'72	19'00%	81'00%
0'3	18'48	21'00%	79'00%
0'4	20'24	23'00%	77'00%
0'5	23'76	27'00%	73'00%
0'6	27'28	31'00%	69'00%
0'7	31'68	36'00%	64'00%
0'8	36'96	42'00%	58'00%
0'9	43'12	49'00%	51'00%
1	49'28	56'00%	44'00%
1'1	56'32	64'00%	36'00%
1'2	64'24	73'00%	27'00%
1'3	73'04	83'00%	17'00%

Tabla A-13.1: Pérdidas de carga para distintos caudales de captación, modelo actual.

Encontrar el punto óptimo de funcionamiento de la instalación generadora es de suma importancia. La búsqueda de ese punto óptimo consiste en la evaluación del sistema bajo todos los condicionantes, de forma que se pueda determinar el régimen y los caudales óptimos de funcionamiento, y maximizar la función de rendimiento total y, con ello, la función de energía generada.

La evaluación del rendimiento se lleva a cabo en términos de porcentaje, y no en términos de pérdida de carga en metros. Así el valor resulta más descriptivo y, además permite evaluar la diferencia entre ambos modelos directamente.

Caudal (m ³ /s)	PERDIDA TOTAL (m)	PERDIDAS PORCENTUALES	RENDIMIENTO PORCENTUAL Darcy-Weisbach
0'1	0'4459	0'51%	99'49%
0'2	1'7211	1'96%	98'04%
0'3	3'8199	4'34%	95'66%
0'4	6'7413	7'66%	92'34%
0'5	10'4847	11'91%	88'09%
0'6	15'05	17'10%	82'90%
0'7	20'437	23'22%	76'78%
0'8	26'6456	30'28%	69'72%
0'9	33'6756	38'27%	61'73%
1	41'527	47'19%	52'81%
1'1	50'1998	57'05%	42'95%
1'2	59'6939	67'83%	32'17%
1'3	70'0092	79'56%	20'44%

Tabla A-13.2: Pérdidas de carga para distintos caudales de captación, modelo de Darcy-Weisbach.

Partiendo de los datos calculados del punto **6.2.1 Estudio del río y su cuenca**, se convierte en un factor clave a la hora de acometer la optimización de la generación de energía eléctrica, ya que es la principal fuente de agua.

Se calcula y se representa el rendimiento de la instalación, según el modelo actual (una serie de puntos de funcionamiento del mismo están mostrados en la tabla A-13.1) y según el modelo de Darcy-Weisbach (puntos mostrados en la tabla A-13.2). La figura A-13.1 muestra gráficamente la diferencia de rendimiento entre los dos modelos. Las funciones que definen el rendimiento en ambos modelos se reproducen de nuevo en las ecuaciones (A-7.21) y la (A-7.20).

$$\eta_{conducción_{Darcy-Weisbach}} = -4'7 \cdot 10^{-3}Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3}Q + 1'0001$$

Ecuación del rendimiento de la conducción según Darcy-Weisbach. (A-7.20)

$$\eta_{conducción_{Actual}} = -3'9 \cdot 10^{-3}Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3}Q + 0'8301$$

Ecuación del rendimiento de la conducción modelo actual (modelo real). (A-7.21)

En la figura A-13.1 se pueden ver las curvas de rendimiento de la conducción para ambos modelos y la evolución de sus pérdidas de carga en porcentaje, con sus funciones representativas de segundo grado.

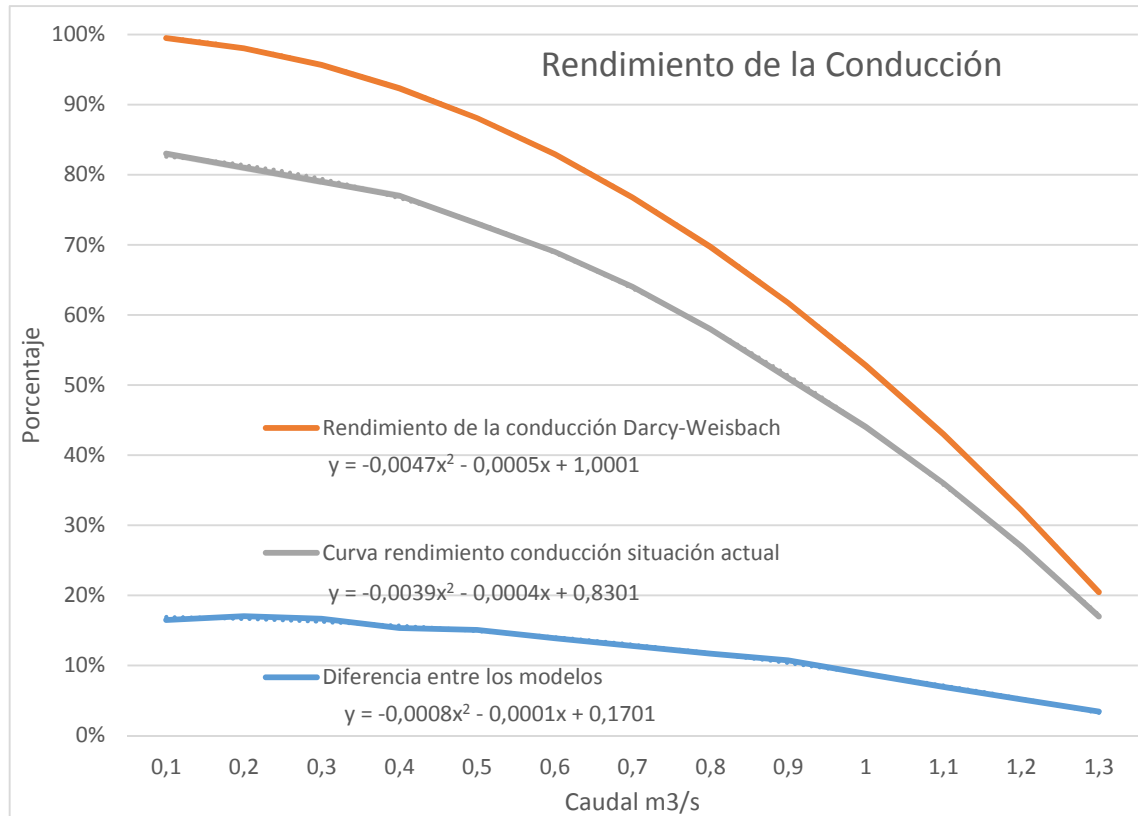


Figura A-13.1: Evolución del rendimiento y pérdidas de la conducción.

Pero tanto la tabla A-13.1 como la tabla A-13.2 solo representan el comportamiento de la conducción. No aportan datos del funcionamiento conjunto de la instalación, por lo que es necesario tener en cuenta los elementos de la instalación generadora, es decir, turbina, acoplamiento, generador y transformador, representados por la ecuación (A-9.3), (rendimiento del conjunto TGAT):

$$\eta_{\text{conjunto TGAT}} = 9^{-0'5} Q_{\text{entrada}}^3 - 0'022 Q_{\text{entrada}}^2 + 1'913 Q_{\text{entrada}} + 38'25$$

$$\text{Ecuación de rendimiento del conjunto TGAT} \quad (\text{A-9.3})$$

Si se representan las funciones de rendimiento de la conducción frente al generador, acoplamiento mecánico, generador y transformador (grupo TGAT), en la misma gráfica figura A-13.2, se obtienen unos puntos de intersección, en los cortes de las curvas de rendimiento de la conducción con los del grupo TGAT.

Aparentemente los puntos de intersección de la figura A-13.2 pueden ser candidatos a puntos óptimos de trabajo, pero, no se debe olvidar que las

pérdidas de carga en la conducción aunque sean porcentuales hacen referencia a la pérdida de metros en el salto, mientras que el rendimiento del grupo TGAT está relacionado con su rendimiento en kW.

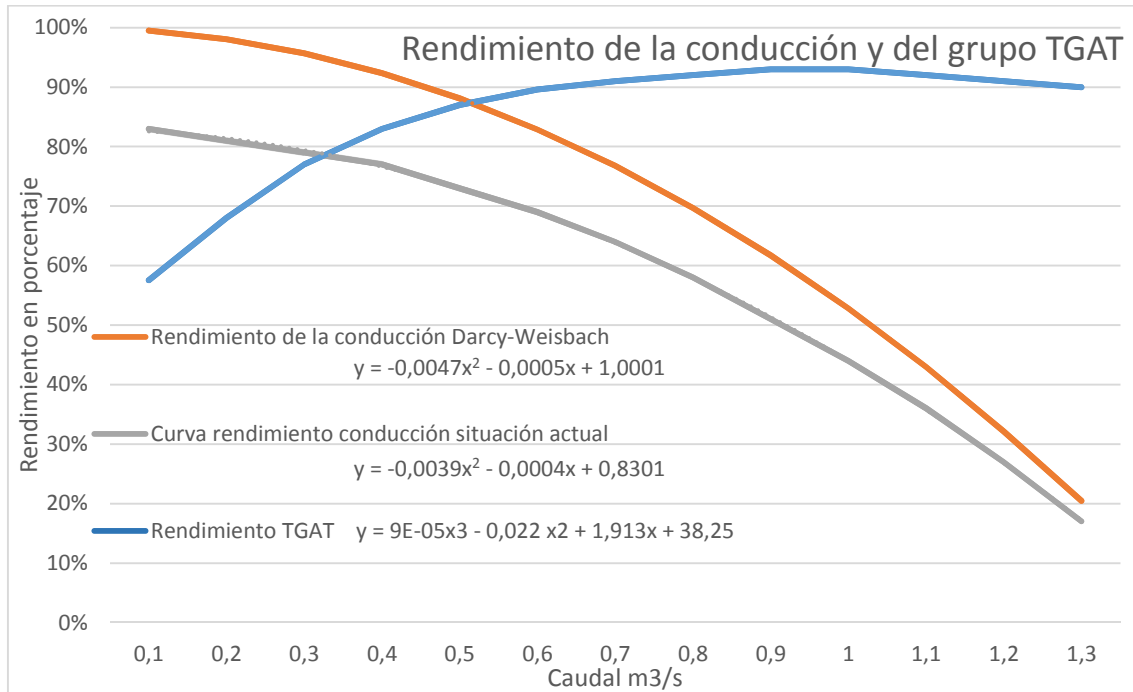


Figura A-13.2: Rendimiento de la conducción actual y de Darcy-Weisbach frente a la función de rendimiento TGAT.

Así que es necesario fijar los puntos de trabajo óptimos para la ETAP, y comprobar el rendimiento del conjunto de elementos que forma la cadena de generación. Para ello se calcula el rendimiento de la instalación generadora con todos sus elementos (conducción y grupo TGAT) y se determinan sus curvas de rendimiento características, pero en términos de energía generada lo que se realiza en sendas simulaciones. Los resultados de estas simulaciones están representados numéricamente en la tabla A-13.3.

Caudal (m ³ /s)	Potencia teórica máxima en captación.	Potencia teórica máxima tras la conducción	Potencia Generada método Actual	Potencia Corregida Objetivo
0'1	310'7808	309'21	184'38	163'84
0'2	621'5616	609'41	363'38	402'17
0'3	932'3424	891'87	531'8	671'78
0'4	1243'1232	1147'89	684'46	937'42
0'5	1553'904	1368'77	816'17	1173'13
0'6	1864'6848	1545'78	921'72	1362'45
0'7	2175'4656	1670'24	995'93	1497'43
0'8	2486'2464	1733'43	1033'61	1576'34
0'9	2797'0272	1726'67	1029'58	1600'3
1	3107'808	1641'24	978'64	1568'6
1'1	3418'5888	1468'45	875'61	1472'94
1'2	3729'3696	1199'59	715'29	1290'36
1'3	4040'1504	825'97	492'51	975'02

Tabla A-13.3: Balance de potencia generada por cada modelo (kW).

En la figura A-13.3, se han representado los datos calculados en la tabla A-13.3. En la figura se puede observar la cantidad de energía generada puntualmente para cada modelo. La curva de color amarillo representa la Potencia teórica máxima en captación, y es la energía potencial del agua captada debida a su altura, y, por tanto, inalcanzable, desde el punto de vista técnico; en azul se representa la Potencia teórica máxima tras la conducción, que se corresponde con la energía potencial del agua tras ser conducida por la conducción y, por tanto, es el límite máximo de potencia tras la conducción.

En color rojo se ha representado la **Potencia Corregida Objetivo**, que corresponde a la energía generada por la instalación generadora considerando las pérdidas de carga de Darcy-Weisbach y la curva de rendimiento del sistema turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador (TGAT), y por tanto representa la energía teórica que puede ser obtenida del sistema.

La curva en color verde se representa la Potencia Generada por el método Actual, para cada caudal de entrada; la diferencia frente a la Potencia teórica máxima en captación, es debida a la ausencia de cámara de carga que hace inestables las condiciones dentro de la conducción y, por tanto, la modifica la energía potencial del agua en la boca de la turbina, problema reiterado a lo largo de todo el análisis de la instalación.

Siguiendo con el análisis de la figura A-13.3, se observa que el máximo de energía para la curva Potencia Corregida Objetivo, se da en 900 l/s (o 0'9 m³/s). Este valor de caudal se escoge como punto óptimo de trabajo de la instalación

en condiciones normales. En la curva de potencia generada método Actual, se aprecia que el máximo se encuentra en 0'8 m³/s, y que presenta valores muy próximos para un caudal de 0'9 m³/s. Por tanto el punto óptimo de la instalación, en este caso, se encuentra entre 0'8 m³/s y 0'9 m³/s.

En la figura se ha indicado la potencia generada en los puntos máximos y puntos descritos como óptimos, con el objetivo de poder comparar los modelos en dichos puntos. La tabla A-13.4 recoge estos valores junto con su rendimiento respecto al máximo valor teórico de energía generada.

Modelo	Potencia kW	Rendimiento en el punto óptimo
Potencia teórica máxima tras la conducción.	1733'43 kW	100%
Potencia Corregida Objetivo	1600'3 kW	92'2%
Potencia Generada método Actual	1033'61 kW	59'62%

Tabla A-13.4: Representación de rendimientos en el punto óptimo de trabajo de la instalación.

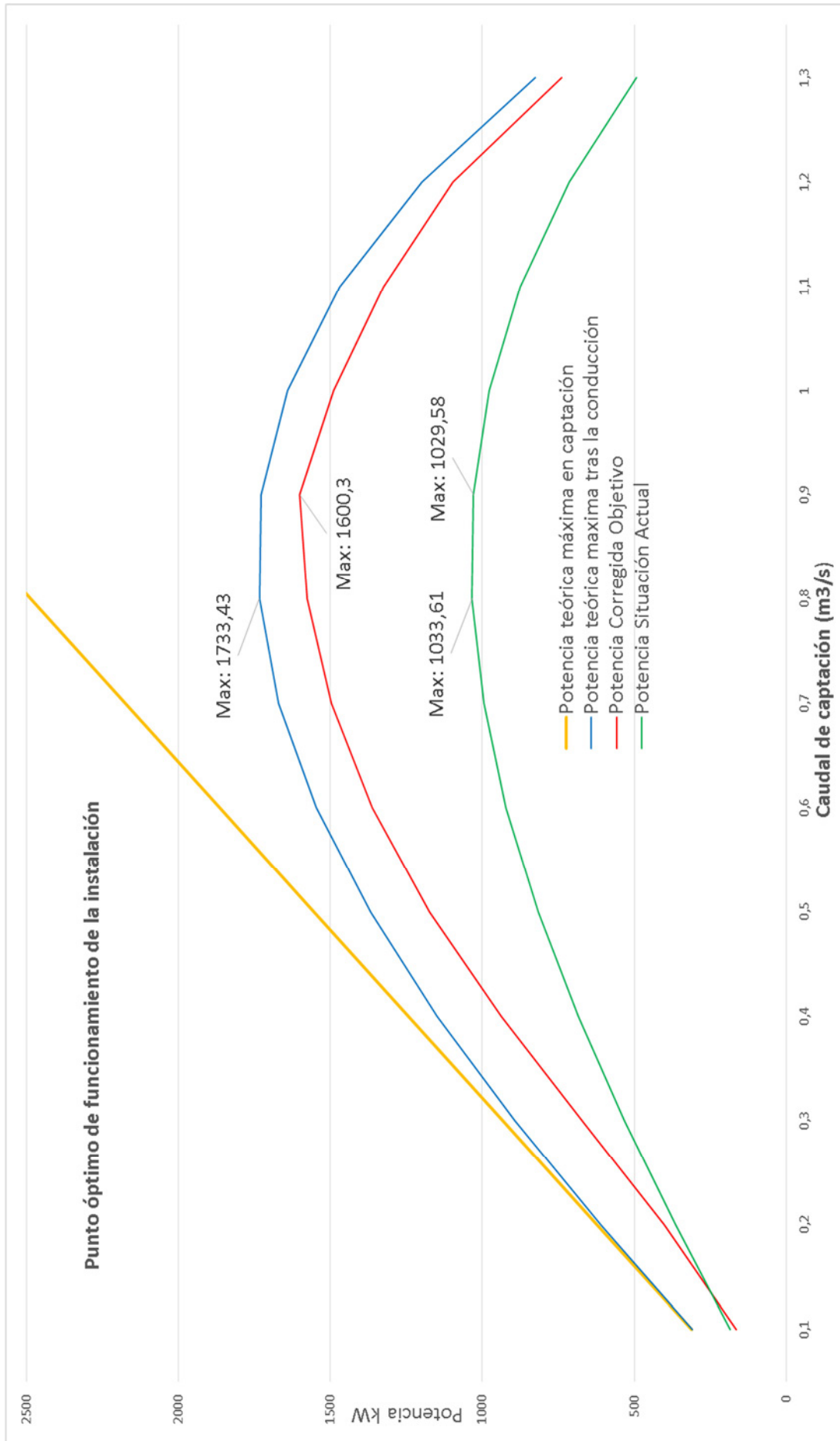


Figura A-13.3: Potencia generada por cada modelo y cálculo del punto óptimo de trabajo

A14. Optimización de la producción de energía eléctrica a través de los objetivos anteriores

Tras recopilar los datos y realizar todos los estudios recogidos en los puntos anteriores, se detalla a continuación un resumen de las constantes, las variables, y los condicionantes de cada sistema y de los flujos de agua dentro de la ETAP.

El sistema atmosférico, parte de las previsiones meteorológicas para un día concreto (Fecha, Hora, T_{Med} , Humedad rel, Velocidad del viento $_{Med}$). Al introducir estos datos en el estimador Neuro-Fuzzy, se predice el consumo de agua para ese día a intervalos de una hora, lo que permite conocer la cantidad de agua que hay que tratar para mantener las reservas constantes, compensando el consumo de agua.

El consumo de agua es un valor numérico cuantificable, variable a lo largo del tiempo en función de las variables atmosféricas, como expresa la ecuación (A-14.1).

$$f_{Consumo} = f \left(\begin{array}{c} Hora \\ T_{Med} \\ Humedad\ relativa \\ Velocidad\ del\ viento_{Med} \end{array} \right)$$

(A-14.1): Función de consumo dependiente de variables atmosféricas.

Esta función se implementó en el sistema Neuro-fuzzy y los resultados fueron mostrados a modo de ejemplo en las figuras 6.7, 6.8, 6.11 y 6.12 del cuerpo principal de la tesis. En dichas figuras se aprecia la evolución de las estimaciones y se evalúa su precisión en términos de error RMSE y MAPE.

La captación, presenta las siguientes características:

- Caudal medio anual: 5'965 m³/s
- Mínimo anual (medias mensuales): 2'23 m³/s
- Máximo anual (medias mensuales): 12'16 m³/s
- Caudal mínimo mensual (medias diarias): 0'57 m³/s
- Máximo mensual (medias diarias): 46'53 m³/s

Estos datos apuntan a diferentes escenarios, unos de extraordinaria abundancia y otros de una espartana escasez, a pesar de los dos embalses que regulan el caudal en el río Iregua. Estos diferentes escenarios que se han de tener en cuenta a la hora de optimizar la generación de energía.

Se debe contemplar la obligación de respetar el caudal ecológico y, en la medida de lo posible, las cesiones a las piscifactorías, a la central hidroeléctrica de Panzares, y al riego de cultivos. Y recalco lo de “en la medida de lo posible” porque el consumo de agua humano tiene preferencia frente a otros usos y aprovechamientos secundarios. Así, en relación con el caudal de agua en el río tenemos las siguientes características:

- El caudal a respetar en situación de **exceso de caudal** es de 5'65 m³/s o 6 m³/s. En este valor se engloban las cesiones a las piscifactorías, central hidroeléctrica de Panzares, riegos, y el caudal ecológico a mantener según la normativa aplicada por la Confederación hidrográfica del Ebro.
- El caudal a respetar en situación de **escasez de caudal** es de 0'65 m³/s o 1 m³/s, según normativa. Este valor corresponde principalmente al caudal ecológico. El aprovechamiento de este caudal es pactado con el resto de cesionarios. Habitualmente esta situación se da en los meses de Junio, Julio, Agosto, Septiembre, Octubre y Noviembre, donde la disponibilidad del recurso es más escasa, dependiendo de las precipitaciones acaecidas en el año y las condiciones de la cuenca del río. No obstante la captación de agua para consumo humano tiene preferencia respecto al resto de usos, pero no para la generación de energía.

Una vez establecidos los límites de la captación respecto al caudal disponible en la cuenca del río, sin afectar negativamente a este ni a otros cesionarios, el resto del caudal puede ser aprovechado para el objetivo de optimización de generación de energía eléctrica. Se puede anticipar que en los meses en que hay una escasez de caudal, el objetivo de maximizar la generación de energía es susceptible de pasar a un segundo plano, y no ser un objetivo prioritario, aunque su correcta gestión mejorará la sostenibilidad de la ETAP.

Tras este estudio, se tiene la capacidad de conocer en cada momento la cantidad de caudal disponible en el río y conocer en todo momento las condiciones en la cuenca, redundando en una correcta gestión de los recursos del río, y respetando sobre todo la fauna y el ecosistema de la cuenca.

Paralelamente tenemos las variables de la conducción, representadas por las pérdidas de carga del sistema ΔH , de la ecuación (A-14.2), y el salto neto definido en la ecuación (A-14.3):

Pérdida de carga:

$$\Delta H = 88 \text{ m} \cdot (1 - 0'609) = 34'4 \text{ m} \quad (\text{A-14.2})$$

Y el salto neto H_N de la conducción, según la ecuación (A-14.3):

$$H_N = 88 \text{ m} - 34'4\text{m} = 53'592 \text{ m} \quad (\text{A-14.3})$$

Las variables de captación y conducción constituyen la principal limitación de la cantidad de energía máxima que se podrá convertir en energía eléctrica en el conjunto turbina generador. Esta cantidad vendrá determinada por los correspondientes rendimientos, cuyos valores expresan las ecuaciones (A-7.20) y (A-7.21).

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Darcy-Weisbach}}} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001$$

Rendimiento de la conducción Darcy-Weisbach (A-7.20)

$$\eta_{\text{conducción}_{\text{Actual}}} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301$$

Rendimiento de la conducción modelo actual (A-7.21)

Por otro lado están las constantes del grupo turbina, acoplamiento mecánico y generador:

- Potencia turbina: 762 kW
- Caudal máximo: 0'9 m³/s
- Acoplamiento mecánico directo turbina-generador.
- Potencia generador 720 kW.
- El rendimiento de la turbina dependiente del caudal turbinado, tal y como se puede apreciar en la figura A-9.6, y está determinado por la ecuación (A-9.3).

$$\eta_{\text{conjunto}_{\text{TGAT}}} = 9^{-0'5} Q_{\text{entr}}^3 - 0'022 Q_{\text{ent}}^2 + 1'913 Q_{\text{ent}} + 38'25 \quad (\text{A-9.3})$$

Los rendimientos individuales de cada una de las partes del grupo turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador son:

- $\eta_{\text{TURBINA}} = 0'92$ turbinando el 80% del caudal nominal
0'83 turbinando al 40% del caudal nominal
0'80 para un caudal turbinado del 33% del caudal nominal (figura A-9.6).
- $\eta_{\text{ENLACE MECANICO}} = 1$ acoplamiento directo.
- $\eta_{\text{GENERADOR}} = 0'953711$
- $\eta_{\text{TRANSFORMADOR}} = 0'98$

Por último, el agua ingresa en el proceso de tratamiento de agua, del que solo necesitamos conocer el caudal mínimo y máximo de entrada, y la duración del proceso de potabilización.

- Q = Caudal entrada, Entre $0'2 \text{ m}^3/\text{s}$ y $0'9 \text{ m}^3/\text{s}$.
- t = tiempo de tratamiento. Entre 2 y 3 horas, según el caudal.

Una vez tratada el agua, esta pasa a una serie de piscinas de almacenaje, donde permanece almacenada para su consumo. La utilización de estas piscinas o depósitos es de gran importancia, por que proporcionan una barrera que absorbe las crestas de consumo y proporcionan cierta autonomía en caso de avería, parada de mantenimiento o emergencia que pueda darse a lo largo de la vida de la ETAP.

De las reservas interesa conocer la capacidad total y el nivel en el que se encuentran en cada momento. El volumen máximo de reserva 62500 m^3 , que equivale al 100% de las reservas.

A14.1. Ecuación de balance de flujos

Tras resumir todos los sistemas estudiados y caracterizados por sus variables más representativas, e investigados los métodos resolutivos más adecuados, eficaces, eficientes y precisos mediante el estudio de sus particularidades, se representan todos estos datos en un mismo diagrama para observar el problema en su conjunto figura A-15.1, que nos permite apreciar las relaciones y la relevancia de cada sistema en relación a los demás. Así, en la figura se observan las siguientes relaciones:

- El caudal de entrada en la ETAP es el mismo que es turbinado. Posteriormente entra en el proceso de potabilización en el que el tratamiento del agua añade una demora de tres horas. Por último llega a los depósitos de almacenamiento, preparado para su distribución y consumo. La ecuación (A-14.4), refleja la relación entre caudales dentro de la ETAP:

$$Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{turbinado}} = Q_{\text{Proceso } t} \quad (\text{A-14.4})$$

$$Q_{\text{Proceso } t} \rightarrow Q_{\text{Proceso } t+1} \rightarrow Q_{\text{Proceso } t+2} \rightarrow Q_{\text{Proceso } t+3}$$

- Es imprescindible fijar un nivel de reservas mínimo a mantener, el cual va a ser el objetivo de la función de la optimización, por ejemplo un 80%. Así se ha reflejado en la ecuación (A-14.5), pero no como caudal, sino como volumen:

$$0'8 \text{Capacidad almacenamiento} = V_{\text{almacenado}} + V_{\text{entrada } t+3} - V_{\text{salida}} \quad (\text{A-14.5})$$

Por tanto, si se evalúa el balance de flujos dentro de la ETAP y los volúmenes de agua en cada uno de los diferentes estadios, se obtiene la ecuación (A-14.6):

$$Q_{entrada} = \frac{0'8C_{almacenamiento} - V_{almacenado} + V_{ent\ t-1} + V_{ent\ t-2} + V_{ent\ t-3} - V_{salida}}{t}$$

Ecuación de balance de flujos dentro de la ETAP. (A-14.6)

A15. Elección de los modelos de optimización

Dado que el consumo de agua es variable en el tiempo, se hace necesario obtener un estimador que tenga en cuenta el consumo, mantenga un nivel mínimo de reservas, y cuantifique la cantidad de agua que está en los procesos internos de la planta. Para ello, se contemplan tres modelos, el primero es el método actual de gestión, que hará las veces de modelo de referencia, y que servirá para cuantificar la bondad de las soluciones propuestas los otros dos se plantean como posibles soluciones. Los tres modelos son:

1. Caudal de entrada constante (método actual de gestión).
2. Seguidor, la entrada de agua sigue al consumo con método ARIMA, con y sin discriminación horaria.
3. Maximización de la función de balance de flujo, con restricciones (minimización de funciones con múltiples restricciones) minimización de la función Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker conocido como KKT o método de multiplicadores de Lagrange.

La adopción del modelo optimizado hace necesario la implementación y evaluación, de cada uno de ellos, la validación de los datos y el análisis de sus características principales.

El primer supuesto de caudal de entrada constante, representa el sistema que actualmente se está utilizando en la ETAP (método actual de gestión). Con él, la entrada de agua es prácticamente constante a lo largo del tiempo, con pequeñas variaciones. Para la evaluación de este modelo, se toman los registros cedidos por la ETAP, convirtiendo el caudal de entrada de m^3/s a tanto por ciento, lo que permitirá operar de forma compatible en todos los casos contemplados.

El caudal medio de entrada o de captación es de $0'266 \text{ m}^3/\text{s}$ o $266'6258$ litros/s, a lo largo de tres años, con algunas ligeras variaciones como muestra la figura A-12.2. En determinados periodos se incrementa el caudal de entrada con el objetivo de reponer las reservas de agua y mantenerlas tan altas como sea posible. Este modo de operación se justifica por mantener una velocidad de tratamiento reducida que mejore la eficiencia de los tratamientos y la calidad del agua. No obstante, la ETAP está diseñada para depurar agua de alta calidad, apta para el consumo humano, funcionando al máximo de su capacidad ($0'9 \text{ m}^3/\text{s}$).

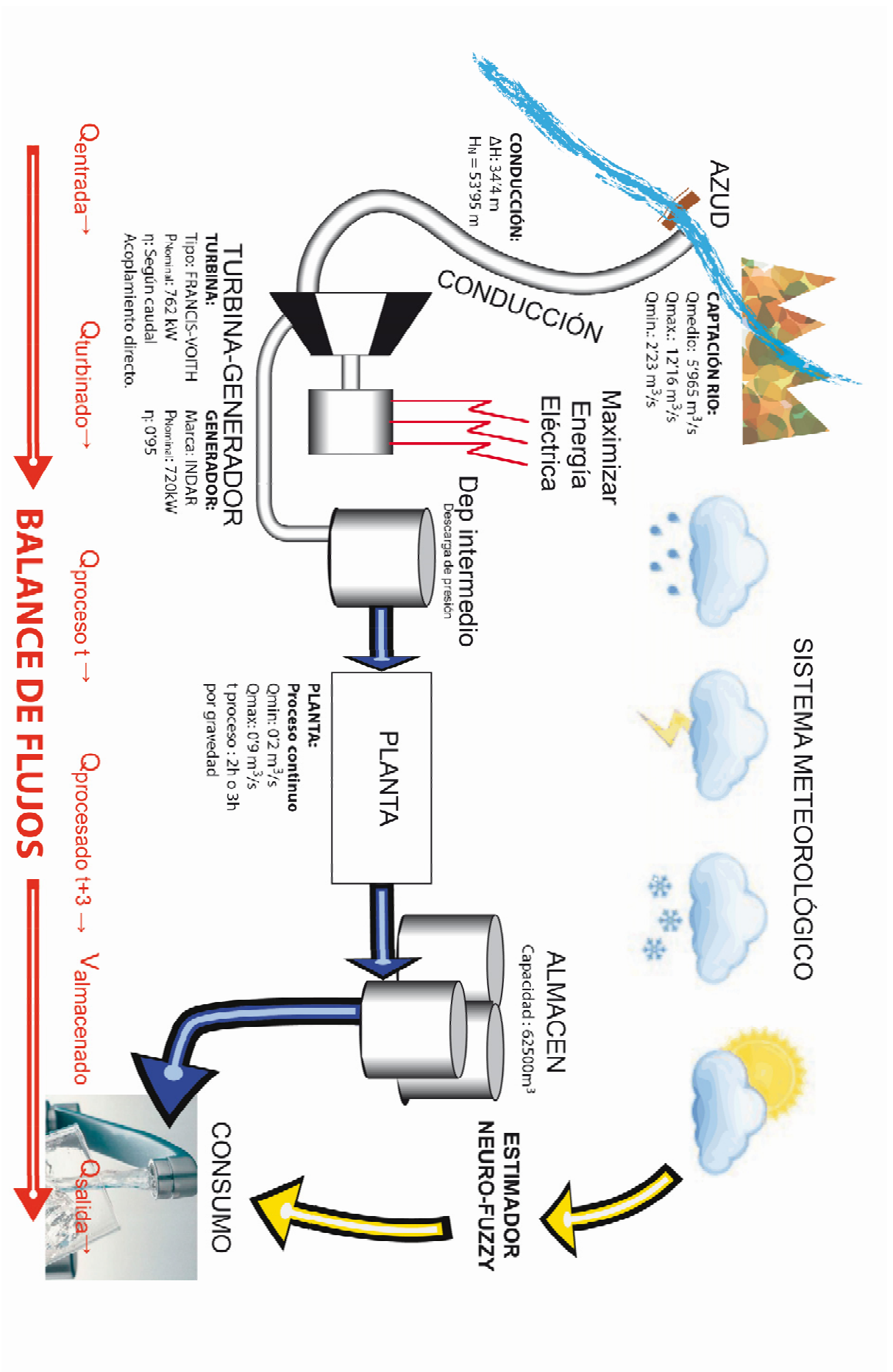


Figura A-15.1 : Digrama de planta y Balance de Flujos dentro de la ETAP

En este primer supuesto a caudal constante, el bajo caudal de entrada hace que el rendimiento de la conducción sea muy bajo y poco predecible, tal y como se ha analizado en el apartado **A5.3. (Establecimiento de las variables de la conducción)**. Si se analizan los problemas del sistema, estos se centran en:

- La ausencia de cámara de carga en el azud de la captación.
- El bajo caudal y la ausencia de cámara de carga hace que el movimiento del agua en la conducción tenga un régimen turbulento. El agua baja golpeando las paredes, perdiendo energía, y perdiendo presión hidrostática e hidrodinámica.
- Al no permanecer la conducción llena, el rozamiento del fluido (agua) sobre las paredes de la conducción es extremadamente alto, por lo que las pérdidas de carga son de 17'82 m, representando unas pérdidas de carga cercanas al 21%.
- Este bajo caudal hace que la turbina trabaje muy por debajo de sus valores nominales de funcionamiento, y por tanto lejos de las zonas óptimas de rendimiento.

El conjunto de todas estas circunstancias, hace que el modelo de caudal constante sea del todo desaconsejable desde el punto de vista del rendimiento y de la optimización. Y esto sin considerar que el control sobre el nivel de reserva es inexistente, y por ende peligroso, ya que no permite reaccionar ante emergencias.

Además el método del caudal constante no tiene en cuenta las restricciones y las variables de entorno que se dan a lo largo del año en la cuenca del río y en los equipos de generación, no permite planificar paradas con riesgos calculados, (por ejemplo, para realizar operaciones de mantenimientos en la planta).

Con el segundo método, el seguidor, donde la entrada de agua sigue al consumo. Este método garantiza unos niveles de reserva constantes, ya que el consumo es regenerado automáticamente. Para ello se ajusta un modelo autorregresivo integrado de media móvil, conocido por sus iniciales en inglés ARIMA. El método seguidor ARIMA, contempla los retrasos introducidos por el proceso de potabilización, y controla la cantidad de agua en cada estadio de la planta.

Aunque este sistema mantenga los niveles de reserva y sea de gran precisión en previsiones a corto plazo, (con poca carga computacional), anula la oportunidad de controlar las cantidades de agua de entrada y, por tanto, aumentar el rendimiento de los sistemas de generación de energía y con ello el control sobre los caudales. La gestión del rendimiento es completamente aleatoria en función del consumo, y se pierde la oportunidad de programación de paradas de mantenimiento.

Si se desea una gestión de la generación de energía para cada periodo de programación horaria, el método seguidor no aportara control alguno, limitando su aplicabilidad y flexibilidad en cuanto a control se refiere. No contempla una gestión global de restricciones, con lo que no cumple con los objetivos marcados.

Como tercer método de resolución, se plantea el método de optimización por minimización de función Lagrange-Karush-Kuhn-Tucker conocido como KKT o método de multiplicadores de Lagrange, para la resolución de problemas de optimización lineales y no lineales con restricciones de igualdad y desigualdad. Como en este caso se busca la maximización de la función de energía generada, se debe cambiar de signo a una parte de la igualdad, siendo la función de energía generada proporcional al caudal de entrada.

Pero lo más relevante de este método es el conjunto de restricciones que se pueden aplicar. Estas son de dos tipos:

- Restricciones de contorno, así denominadas a las impuestas por cada uno de los sistemas.
- Restricciones externas, compuestas por todas aquellas impuestas por la estrategia de generación, normativas, etc. y en general todas aquellas ajenas a los elementos físicos de la propia ETAP.

La evaluación de estas restricciones junto con la función de balance de flujos, corresponden con el modelo denominado **modelo optimizado o método optimizado**.

Las restricciones son descritas y definidas en su forma matemática en los siguientes apartados.

A15.1. Restricciones del sistema de predicción atmosférico

El sistema climático de predicción del consumo de agua, en realidad no presenta restricciones directas, pero su predicción es una restricción principal.

Sus predicciones (sobre el consumo de agua) se convierten en el objetivo de agua a reponer en las reservas, y para ello se contempla en forma de cómputo diario. Esto permite administrar cuando y cuanto volumen de agua se va a turbinar, y si es conveniente aprovechar la discriminación horaria tanto como sea posible, ya que el volumen total estimado de agua que va a ser consumido es igual a la suma de las estimaciones de consumo horario a lo largo de un periodo de 24 horas o cómputo diario de consumo de agua calculada según la ecuación (A-15.1).

$$V_{Total\ diario} = \sum_{i=0}^{23} V_i \quad (A-15.1)$$

Donde:

- $V_{Total\ diario}$: es el montante de agua diario estimado que se va a consumir en un día concreto.
- V_i : Estimación de consumo para una hora concreta del día.

Como no presenta mayor influencia en el resto de sistemas, no se considera ninguna otra restricción de él.

A15.2. Restricciones del Sistema de captación

Hay que respetar como mínimo el caudal ecológico, que para la cuenca del río Iregua está fijado en este momento en 0'65 m³/s, pero se prevé que en un futuro se fije en 1 m³/s, (según la legislación que le sea de aplicación y el uso preferente para consumo humano).

Hay periodos en los meses de Julio, Agosto y Septiembre donde se hace aconsejable no anteponer la maximización de generación de energía frente a otros objetivos. Pero esto no impide de continuar optimizando la generación aunque se reduzcan los niveles de captación. Para estos casos singulares, se aportan varias alternativas y soluciones en el capítulo **A17 Conclusiones**, del cuerpo de la tesis.

El sistema de cuenca presenta los siguientes valores, a tener en cuenta a la hora de definir las restricciones:

- Caudal medio anual: 5'965 m³/s.
- Mínimo anual (medias mensuales): 2'23 m³/s.
- Máximo anual (medias mensuales): 12'16 m³/s.
- Caudal mínimo mensual (medias diarias): 0'57 m³/s.
- Máximo mensual (medias diarias): 46'53 m³/s.

Como medida principal se recomienda la instalación en el azud de un medidor de caudal, que permita calcular el caudal de la cuenca en todo momento. Actualmente el caudal es medido en dos estaciones de aforos, una de ellas situada aguas arriba en la localidad de Villoslada de Cameros y otra situada aguas abajo en la localidad de Islallana. Ambas estaciones son gestionadas por la Confederación Hidrográfica del Ebro.

Conociendo el caudal en la cuenca se pueden fijar los caudales de captación, según el estado de la misma. Estos caudales vienen dados por las ecuaciones (A-15.2), (A-15.3), (A-15.4):

- Con bonanza de caudal (caudal igual o superior a 5'5 m³/s), según la ecuación (A-15.2):

$$Q_{captación} = Q_{entrada} = Q_{max} = 0'9 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{A-15.2})$$

- Con escasez de caudal ($1'2 \text{ m}^3/\text{s} < Q_{cuenca} < 5'5 \text{ m}^3/\text{s}$), penaliza porcentualmente a todos los cesionarios según ecuación (A-15.3):

$$Q_{captación} = Q_{entrada} = \frac{Q_{cuenca}}{5'5 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}} * 0'7 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} + 0'2 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \quad (\text{A-15.3})$$

- Con caudal mínimo en la cuenca ($0 \text{ m}^3/\text{s} < Q_{cuenca} < 1'2 \text{ m}^3/\text{s}$), correspondiente a una situación excepcional o de emergencia, el caudal de captación viene determinado por la ecuación (A-15.4):

$$Q_{captación} = Q_{entrada} = 0'2 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{A-15.4})$$

En el caso de caudal mínimo en cuenca, situación excepcional o de emergencia, convendría estudiar la situación de los embalses reguladores de caudal de la cuenca, para garantizar el caudal mínimo en la misma y el agua para consumo humano. Se podrían establecer medidas excepcionales, como por ejemplo cortes de suministro, racionamiento, concienciación a través de los medios de comunicación, etc.

A15.3. Restricciones del Sistema de conducción

El sistema de conducción impone principalmente dos restricciones; la primera es el caudal máximo que puede transportar, que es de 1'3 m³/s, y la segunda que el caudal transportado sea el óptimo en cada caso. En relación a la primera restricción se tomará como caudal a transportar el caudal nominal del sistema generador, que es de 0.9m³/s.

Para hacer que el caudal que transportado sea el óptimo se recomienda la construcción de una cámara de carga que mantenga la presión hidrostática e hidrodinámica y minimice las pérdidas de carga en la conducción, tal y como se recoge en el apartado **A17 (Conclusiones)**.

En este sistema se considera el rendimiento actual de la conducción algo inferior al 80%, y lo ideal es que estuviera cerca del 95% para los

valores de caudal de captación tratados. Además el rendimiento presenta inestabilidades en función del caudal. Por ello, se va a utilizar la función teórica de Darcy-Weisbach, considerada como mejor opción.

Para que los resultados obtenidos sean comparables, y significativos, y las mejoras aportadas por cada método de gestión puedan ser medibles en una misma escala, se han convertido las pérdidas de carga expresadas en metros a rendimiento en valores porcentuales.

A15.4. Restricciones del Sistema Generador

El sistema Generador tiene sus propias limitaciones. En primer lugar el caudal máximo de agua que puede turbinar, que viene fijado en la ecuación (A-9.3), por lo que no es necesario definirla nuevamente como restricción.

El rendimiento del conjunto turbina, acoplamiento, generador y transformador es uno de los factores más importantes a la hora de optimizar el rendimiento y maximizar la generación de energía eléctrica. Así que maximizar el valor obtenido con la ecuación (A-9.3) es un objetivo del proceso de optimización.

Para fijar el valor de rendimiento del conjunto generador se computan los rendimientos de cada una de sus partes por separado, y se unen en una única ecuación. De esta forma su aplicación como restricción al modelo optimizado es más sencilla y su desempeño computacional mejora notablemente. La ecuación de rendimiento del conjunto TGAT se recoge en la ecuación (A-9.3), estudiada anteriormente, y que representa de forma conjunta el rendimiento del sistema de generación.

$$\eta_{\text{conjunto TGAT}} = 9^{-0.5} Q_{\text{entrada}}^3 - 0.022 Q_{\text{entrada}}^2 + 1.913 Q_{\text{entrada}} + 38.25$$

Ecuación de rendimiento del conjunto TGAT (A-9.3)

A15.5. Restricciones del Sistema de tratamiento o planta

El sistema de tratamiento no ha sido caracterizado completamente como para permitir estandarizar los resultados, y que las conclusiones sean **transportables a todo tipo de instalaciones** cuya función principal no sea la producción de energía eléctrica.

Así que, estudiado el proceso de tratamiento de agua de la ETAP, los parámetros a tener en cuenta son:

- El tiempo de permanencia del agua en el proceso, por lo que añade un retraso al flujo de agua. Este retraso se ha fijado en 3 horas.
- Si el proceso tiene fases, el volumen de agua en cada fase del tratamiento del agua.

La propia ecuación (A-15.5) de balance de flujos recoge las variables de la planta en forma de Volumen (como $V_{ent\ t-1}$, $V_{ent\ t-2}$ y $V_{ent\ t-3}$) y correspondientes al volumen recibido en los tres periodos anteriores. El uso de los índices t da una dimensión temporal a la información del volumen de agua dentro de la ETAP.

$$Q_{entrada} = \frac{0'8C_{almacenamiento} - V_{almacenado} + V_{ent\ t-1} + V_{ent\ t-2} + V_{ent\ t-3} - V_{salida}}{t}$$

Ecuación de balance de flujos dentro de la ETAP. (A-15.5)

A15.6. Restricciones externas

Definida la ecuación de balance de flujos en la ecuación (A-15.5), y todas las restricciones de contorno a tener en cuenta, se realiza el estudio de la estrategia de captación más apropiada. Esta estrategia persigue maximizar la generación de energía, con lo que se generan nuevas restricciones a evaluar, denominadas restricciones externas, algunas de ellas redundantes con las ya consideradas, y basadas en los siguientes principios:

- Captar y turbinar la máxima cantidad de agua, siempre que sea posible, para minimizar las pérdidas en la conducción de agua y maximizar el rendimiento de la turbina ecuación (A-15.2), intentando alcanzar el punto óptimo de funcionamiento del sistema. El caudal óptimo de entrada se establece en el caudal máximo según la ecuación (A-15.2):

$$Q_{max} = 0'9\ m^3/s \tag{A-15.2}$$

Caudal óptimo de entrada objetivo.

- Debe respetarse un caudal mínimo de mantenimiento de tal forma que las operaciones en planta de tratamiento no queden interrumpidas en ningún momento y bajo ninguna circunstancia. Este caudal mínimo ha fijado en $0'2\ m^3/s$, reflejado en la ecuación (A-15.4):

$$Q_{min} = 0'2 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{A-15.4})$$

Caudal de entrada mínimo.

Por tanto, de las anteriores restricciones se tiene que el caudal de entrada ha de oscilar entre el máximo (manteniéndolo a lo largo del tiempo, tanto como sea posible) y el mínimo necesario para mantener los procesos de la planta y no paralizarla, el cual no se debe reducir bajo ningún concepto, según se aprecia en la ecuación (A-15.6):

$$0'2 \text{ m}^3/\text{s} \leq Q_{entrada} \leq 0'9 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{A-15.6})$$

Ecuación de caudal de entrada, valores máximo y mínimo

En valores instantáneos la regulación del caudal de entrada no es práctica ni aconsejable en esta estrategia, pero sí lo es en cómputo diario, ya que las previsiones de consumo hacen posible regular el caudal de entrada.

Además esta estrategia permite la posibilidad de captar y turbinar el máximo de caudal en una franja horaria determinada, justo aquella que más interese a la ETAP, y maximizar el rendimiento de la cadena de generación.

Se selecciona un ciclo con histéresis, que balancea el caudal de entrada desde el Q_{max} al Q_{min} , definidos en la (A-15.6). Se calculan los periodos o intervalos horarios en los que se ha de introducir el caudal máximo en la ETAP mediante la ecuación (A-15.7). Estos periodos con caudal máximo de entrada se hacen coincidir con las horas de mayor remuneración de la energía. El resto del tiempo se le asignará un caudal igual al mínimo o de mantenimiento.

$$Periodos_{Q_{max}} = \frac{\sum_{i=0}^{23} Q_{salida} - 24 \times Q_{min}}{Q_{max}} \quad (\text{A-15.7})$$

Periodos a turbinar a Q_{max} , en cómputo diario.

Si se gestiona la captación de agua, compensando diariamente el consumo de agua por parte de los usuarios y manteniendo las reservas constantes, se añade la dimensión temporal a la ecuación de balance de flujos dentro de la ETAP.

Se puede apreciar en la tabla A-15.2, cuales son las horas de máxima remuneración (reflejadas en color rojo), que son aquellas en las que el precio de venta de la energía es mayor. En el resto de horas (reflejadas en color azul) se mantiene el caudal mínimo puesto que el precio de la energía es menor, tabla A-15.1.

Escenario con discriminación horaria:

Esquema de discriminación horaria: Horario Invierno																							
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Horas menor remuneración											Horas mayor remuneración												

Esquema de discriminación horaria: Horario Verano																							
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Horas menor remuneración											Horas mayor remuneración												

Tabla A-15.1: Tabla de distribución horaria de la discriminación.

$$\begin{array}{l}
 \text{Con discriminación horaria} \\
 \text{Invierno}
 \end{array}
 \left\{ \begin{array}{ll}
 0h \text{ a } 11h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}} \\
 11h \text{ a } P_{Q_{\text{max}}} & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{max}} \\
 P_{Q_{\text{max}+1}} \text{ a } 21h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}} \\
 21h \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}}
 \end{array} \right.$$

$$\begin{array}{l}
 \text{Con discriminación horaria} \\
 \text{Verano}
 \end{array}
 \left\{ \begin{array}{ll}
 0h \text{ a } 12h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}} \\
 12h \text{ a } P_{Q_{\text{max}}} & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{max}} \\
 P_{Q_{\text{max}+1}} \text{ a } 22h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}} \\
 22h \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}}
 \end{array} \right.$$

Tabla A-15.2: Estrategia de turbinado en escenario de discriminación horaria Invierno/Verano.

Donde:

- $P_{Q_{\text{max}}}$: corresponde al número de periodos a turbinar a caudal máximo Q_{max} .

Como el rendimiento es proporcional a la cantidad de caudal de entrada, es recomendable establecer este valor en el máximo, se aplique discriminación horario o no.

La estrategia recomendable para una instalación del tipo b.4.2 con potencia inferior a 10 MW como la sometida a estudio, es la de no acogerse a la venta directa de la producción en el mercado diario, si no, la de verter toda la producción al producirla y percibir la remuneración marcada por el mercado intradiario.

Se puede observar esta estrategia en la tabla A-15.3, ya que en el estado actual del mercado de energías renovables no aporta grandes ventajas, en cuanto a rendimiento económico.

$$\text{Sin discriminación horaria} \left\{ \begin{array}{ll} 0h \text{ a } 8h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}} \\ 9h \text{ a } P_{Q_{\text{max}}} & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{max}} \\ P_{Q_{\text{max}+1}} \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{\text{entrada}} = Q_{\text{min}} \end{array} \right.$$

Tabla A-15.3: Estrategia de turbinado en escenario sin discriminación horaria.

La adopción de esta estrategia hace perder cierta competitividad, por no aprovechar los mejores precios de generación, pero, por el contrario reporta ventajas estratégicas, tales como:

- Centrar el máximo de tratamiento y generación de energía en horas donde la mayor parte de la plantilla se encuentra en sus puestos de trabajo y mantiene un personal mínimo en el resto de turnos de trabajo.
- Generar energía en condiciones óptimas durante periodos tiempo más largos y, por tanto, mejorar los niveles de rendimiento de instalación.

Podría darse el caso que el consumo de agua diario superara el volumen máximo de captación y tratamiento de la instalación para un, uno o varios días. Este evento que no se ha reflejado nunca en los registros de la ETAP, pero que podría resultar un escenario posible en un futuro. A este caudal se le denomina **caudal excedente de demanda**, y viene definido por la ecuación (A-15.8).

$$V_{\text{Excedente de demanda}} = V_{\text{Total diario}} - Q_{\text{max}} * 24h \quad (\text{A-15.8})$$

Cálculo del volumen excedente de demanda.

Donde:

- $V_{\text{Excedente de demanda}}$: Representa el volumen de agua a compensar, si este valor es negativo o cero, la compensación es nula.
- $V_{\text{Total diario}}$: Es el montante de agua diario estimado que se va a consumir en un día concreto.
- Q_{max} : Es el caudal máximo de captación de la instalación.

Como evento aislado, el excedente se acumula para compensarlo al día o días posteriores, y así sucesivamente. El objetivo es mantener las reservas constantes. Si este evento se prolongara en el tiempo, habría que analizar las causas y obrar según las conclusiones.

La aparición y gestión del caudal excedente de demanda, modifica la ecuación (A-15.5), quedando definida según la ecuación (A-15.9):

$$V_{Total\ diario_d} = V_{Excedente\ de\ demanda\ d-1} + \sum_{i=0}^{23} V_{d_i} \quad (A-15.9)$$

Cómputo diario de consumo de agua con compensación de excedente de demanda.

Donde:

- El subíndice d representa el día que se está evaluando.
- El subíndice $d-1$ representa el día anterior.

A16. Implementación del modelo optimizado

Tras justificar y describir las restricciones, se plantea el balance de flujos dentro de la ETAP. Las reservas de agua se pretenden mantener en el 80% de la capacidad total.

En la tabla A-16.1 se representan en forma matemática las restricciones de los sistemas implicados (restricciones de contorno), y aquellas debidas a la estrategia adoptada y algunos factores externos (restricciones externas) a aplicar por el modelo optimizado. Estas restricciones, que serán computadas en forma de simulación, para su posterior análisis, son:

$$Q_{entrada} = \frac{0'8C_{almacenamiento} - V_{almacenado} + V_{ent\ t-1} + V_{ent\ t-2} + V_{ent\ t-3} - V_{salida}}{t} \quad (A-15.5)$$

$$V_{Total\ diario\ d} = V_{Excedente\ de\ demanda\ d-1} + \sum_{i=0}^{23} V_{d_i} \quad (A-15.9)$$

$$Q_{entrada} \begin{cases} Si\ Q_{cuenca} \geq 5'5 \frac{m^3}{s} & \longrightarrow Q_{entrada} = Q_{max} = 0'9 \frac{m^3}{s} \\ Si\ 1'2 \frac{m^3}{s} \leq Q_{cuenca} \leq 5'5 \frac{m^3}{s} & \rightarrow Q_{entrada} = \frac{Q_{cuenca}}{5'5 \frac{m^3}{s}} \times 0'7 \frac{m^3}{s} + 0'2 \frac{m^3}{s} \\ Si\ 0 \frac{m^3}{s} \leq Q_{cuenca} \leq 1'2 \frac{m^3}{s} & \longrightarrow Q_{entrada} = 0'2 \frac{m^3}{s} \end{cases} \quad (A-15.2), (A-15.3), (A-15.4) \text{ respectivamente}$$

$$Q_{max} = 0'9 \frac{m^3}{s} \quad (A-15.2)$$

$$Q_{min} = 0'2 \frac{m^3}{s} \quad (A-15.4)$$

$$\eta_{conjunto\ TAGT} = 9^{-0.5} Q_{entrada}^3 - 0'022 Q_{entrada}^2 + 1'913 Q_{entrada} + 38'25$$

Ecuación de rendimiento del conjunto TAGT. (A-9.3)

$$\eta_{conducción_{Darcy-Weisbach}} = -4'7 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'5 \cdot 10^{-3} Q + 1'0001 \quad (A-7.20)$$

$$\eta_{conducción_{Actual}} = -3'9 \cdot 10^{-3} Q^2 - 0'4 \cdot 10^{-3} Q + 0'8301 \quad (A-7.21)$$

$$\bullet \text{ Sin DH } \begin{cases} 0h \text{ a } 8h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 9h \text{ a } P_{Q_{max}} & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{max} \\ P_{Q_{max}+1} \text{ a } 21h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \\ 21h \text{ a } 23h & \rightarrow Q_{entrada} = Q_{min} \end{cases} \quad \text{Tabla A-15.3}$$

Tabla A-16.1: Conjunto de restricciones del sistema de la ETAP.

Por tanto, el modelo optimizado obtiene las predicciones de consumo de agua para un día completo a partir de las variables meteorológicas, y va corrigiendo sus estimaciones en función de la medición constante de estas variables y del consumo real. Esta técnica permite reducir notablemente el error al actualizarse de forma dinámica (feedback).

Tras las predicciones, se calcula el total de consumo de agua previsto para un día concreto y se genera la estrategia de optimización de energía eléctrica más eficiente.

Como el volumen de agua a turbinar coincide con el consumo de agua previsto y corregido con la ecuación de balance de flujos dentro de la ETAP, se asegura que las reservas permanecerán constantes a lo largo del tiempo.

A continuación se define el comportamiento del modelo paso a paso, que es descrito de forma escalonada en cada uno de sus etapas:

1. Se comprueba la disponibilidad de caudal en la cuenca del río, para fijar los valores de captación de agua disponibles en cada momento, y con ello el máximo caudal a turbinar.
2. Se estima el montante de agua que va a ser consumido un día concreto a través de las variables meteorológicas (Modelo Neuro-Fuzzy).
3. Se calcula el montante total de agua para mantener el caudal mínimo o de mantenimiento a lo largo del día, ya que se ha impuesto una restricción de 0'2 m³/s.
4. Al montante total de agua, se le resta la suma de los caudales de mantenimiento a lo largo de todo un periodo (24 horas), resultando un caudal denominado **excedente**.
5. Se calcula los valores de captación para cada hora del periodo donde queramos la máxima generación de energía, con la ecuación de bance de flujos (A-15.5) y con todas las restricciones de la tabla A-16.1. Se distribuye el volumen de agua a captar y turbinar a lo largo de dicho periodo, teniendo en cuenta las restricciones de captación, y maximizando el rendimiento de todos los elementos de la cadena implicados en la generación de energía.

Si el caudal excedente no fuera suficiente para cubrir todo el periodo de discriminación horaria punta, se turbinaría al máximo del caudal hasta que se cubra el caudal excedente, y para el resto de periodos se reducirá el caudal de captación al caudal mínimo.

6. Si tras distribuir los caudales a lo largo del día en las franjas horarias punta y valle a sus valores máximo y mínimo, respectivamente, resultara un caudal excedente, y teniendo en cuenta el objetivo de mantener las reservas entorno al 80%, se adoptaría una de las siguientes estrategias:
 - a) El excedente se distribuiría proporcionalmente incrementando el caudal mínimo de mantenimiento en los periodos valle, aumentando el rendimiento medio en cada periodo.
 - b) El excedente se concentraría en unas horas por ejemplo, en los periodos contiguos a la franja de discriminación horaria punta. Con esto se percibiría la misma remuneración al no existir discriminación horaria, pero se incrementarían los rendimientos de la conducción y la turbina, obteniendo un mayor rendimiento técnico y económico.

No es posible decantarse a priori por una o por otra estrategia, ya que la selección depende de la cantidad de caudal excedente. Para poder evaluar este detalle se realiza una tanda de simulaciones con distintos caudales y distintas estrategias de turbinado, para posteriormente representarlas en una gráfica (representada en la figura A-16.1) y poder analizar los resultados.

Se puede apreciar que para caudales que aumenten el volumen de captación y, por tanto, de turbinado en cada periodo por encima del 56'2% de la capacidad nominal, es más rentable económicamente y en términos de rendimiento la **opción a**, pero para caudales inferiores es mejor la **opción b**. Esta selección se basa en que el rendimiento total aumenta al distribuir el caudal a lo largo de más periodos, tal y como se puede apreciar en la figura A-16.1.

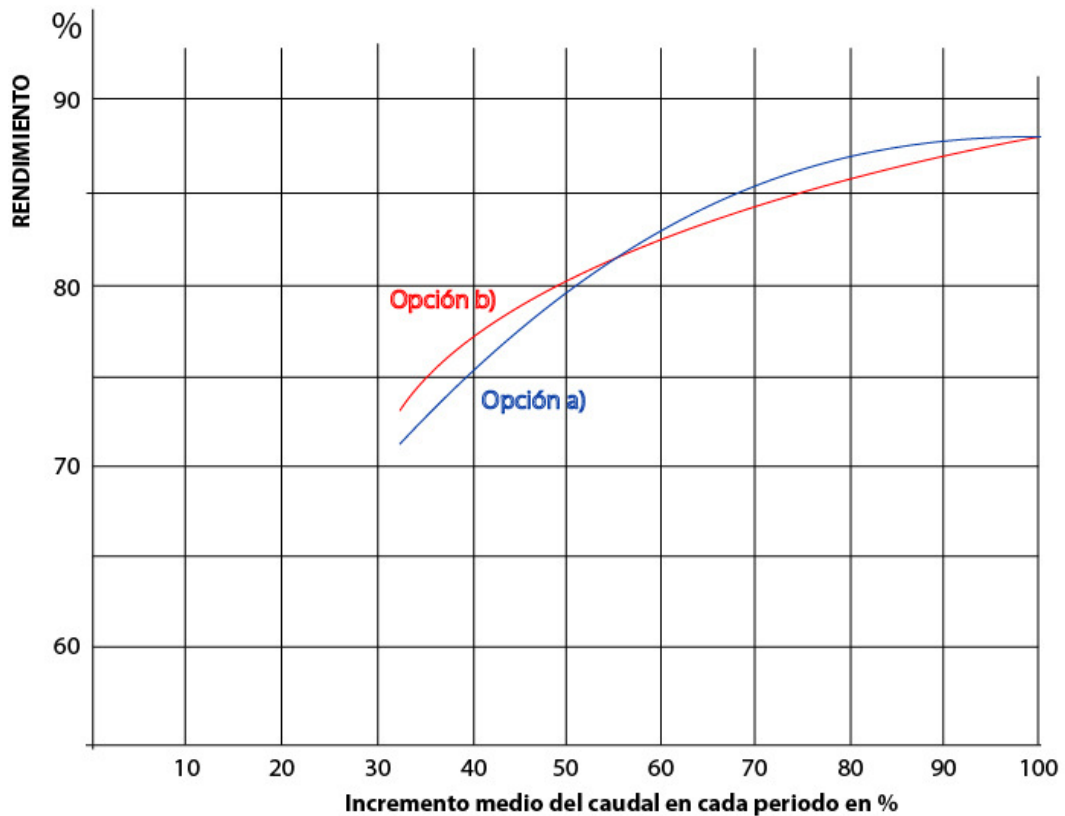


Figura A-16.1: Rendimiento de las estrategias a) y b) de turbinado de excedentes.

Si se analizan la gráfica de la figura A-16.1, se aprecia que las dos curvas de rendimiento no parten del mismo punto, como cabría esperar. Esto se debe a que al incrementar en un solo periodo al caudal máximo el rendimiento medio se ve incrementado en un 2'26%, pero si este caudal lo repartimos en varios periodos el rendimiento medio apenas se ve afectado en un 0'47%.

- Si el excedente superase la capacidad máxima de la instalación para un periodo de 24 horas, este se acumularía para el día siguiente. Esta situación no se ha producido nunca en la ETAP, aunque el modelo propuesto lo contempla. Si esta situación se produjera a lo largo de periodos temporales continuos, habría que analizar las causas y plantearse la posibilidad de aumentar la capacidad de tratamiento de la ETAP.

A16.1. Simulación del modelo optimizado

Para validar los modelos propuestos para la optimización de la ETAP se realiza una simulación de cada uno de ellos para comprobar evaluar los resultados obtenidos en la generación de energía.

Se lleva a cabo la simulación partiendo de los datos registrados por la ETAP, representando de forma comparativa en la misma gráfica cada uno de los modelos. Se ha realizado la simulación de un año completo, que representa un periodo hidrológico completo.

Los resultados de la simulación son mostrados en las figuras A-16.2, A-16.3, A-16.4 y A-16.5, permitiendo posteriormente someterlos a análisis, para obtener resultados significativos y comparables, se ha de destacar el hecho de que la simulación se ha realizado en términos de energía generada en kWh.

Para la simulación se han tomado los registros del año 2014, pero para el entrenamiento del estimador de consumo de agua Neuro-Fuzzy se han tomado los años 2012 y 2013, por resultar más significativos para la simulación.

Se comienza por la representación de los resultados del **modelo de gestión actual**. Para continuar, se simula, con los mismos datos de entrada, y se representan los resultados del **modelo de seguidor del consumo ARIMA**. Por último se simula y se representan los resultados del **modelo optimizado**, lo que permite evaluar su rendimiento frente al de los otros dos modelos.

Las pérdidas de carga de la conducción han sido estimadas para los distintos caudales, ya que no existen datos registrados fiables. Además la ausencia de cámara de carga, hace completamente ineficiente el sistema de conducción, y lo vuelve completamente impredecible en términos de rendimiento. Para paliar este grave problema se propone en el modelo optimizado gestionar la captación de agua, procurando que sea máxima el mayor tiempo posible; esto minimiza las pérdidas de los bajos caudales y las concentra en las franjas horarias más productivas económicamente hablando.

La simulación de las figuras A-16.2, A-16.3, A-16.4 y A-16.5, presenta una carga computacional enorme, además del alto tiempo de computación y de un gran consumo de recursos.

Donde:

- Energía generada (kWh) método actual: es la representación de la generación de energía registrada por la ETAP (representada en color azul).
- Energía generada (kWh) método ARIMA: corresponde con la **simulación** sobre los mismos registros de la ETAP para el método actual, pero gestionando la captación de agua mediante métodos ARIMA (representada en color rojo).
- Energía generada (kWh) método OPTIMIZADO: corresponde con la **simulación** sobre los mismos registros de la ETAP para el método actual, pero gestionando la captación de agua con el método de minimización de funciones con restricciones lineales y no lineales, conocida como multiplicadores de Lagrange con las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (representada en color verde).

La simulación presenta varios detalles dignos de destacar:

- Se debe puntualizar que la representación de **Energía generada (kWh) modelo actual** (color azul), no es una simulación, es la representación real de los datos de generación eléctrica de la propia ETAP.

Se debe tener en cuenta que aparecen registros donde la producción de energía eléctrica ha sido cero, cosa que en las simulaciones no se da. La razón es que la representación del método actual corresponde con la realidad, mientras que el método ARIMA y el método optimizado son simulaciones y no presentan los imprevistos del día a día, aunque no es resultado especialmente relevante.

- Se puede apreciar en las figuras A-16.3 y A-16.4, la simulación del **modelo Optimizado** (representada en color verde), el caudal mínimo se ve aumentado para compensar los niveles de reserva, como consecuencia del incremento de la demanda coincidente con el comienzo del periodo estival. Este aumento de la demanda se debe al llenado de las piscinas recreativas en toda la zona de Logroño, evento contrastado y recurrente según datos de la ETAP.
- Al analizar estas simulaciones puede dar la impresión que no son correctas, ya que los niveles medios de las series no coinciden como cabría esperar si se pensara en términos de caudal o

volumen. Y si es cierto, ya que aunque los caudales turbinados son los mismos, se debe tener en cuenta que los resultados de las simulaciones están en términos de energía generada y los beneficios provienen de los incrementos de rendimiento de cada sistema por su óptima gestión, por lo que los niveles medios no tienen por qué coincidir.

- Se aprecia claramente en la simulación del **modelo optimizado** la similitud de su forma con una modulación PWM, concepto que coincide con el planteamiento propuesto. En esta simulación la modulación viene dada por las restricciones de discriminación horaria.

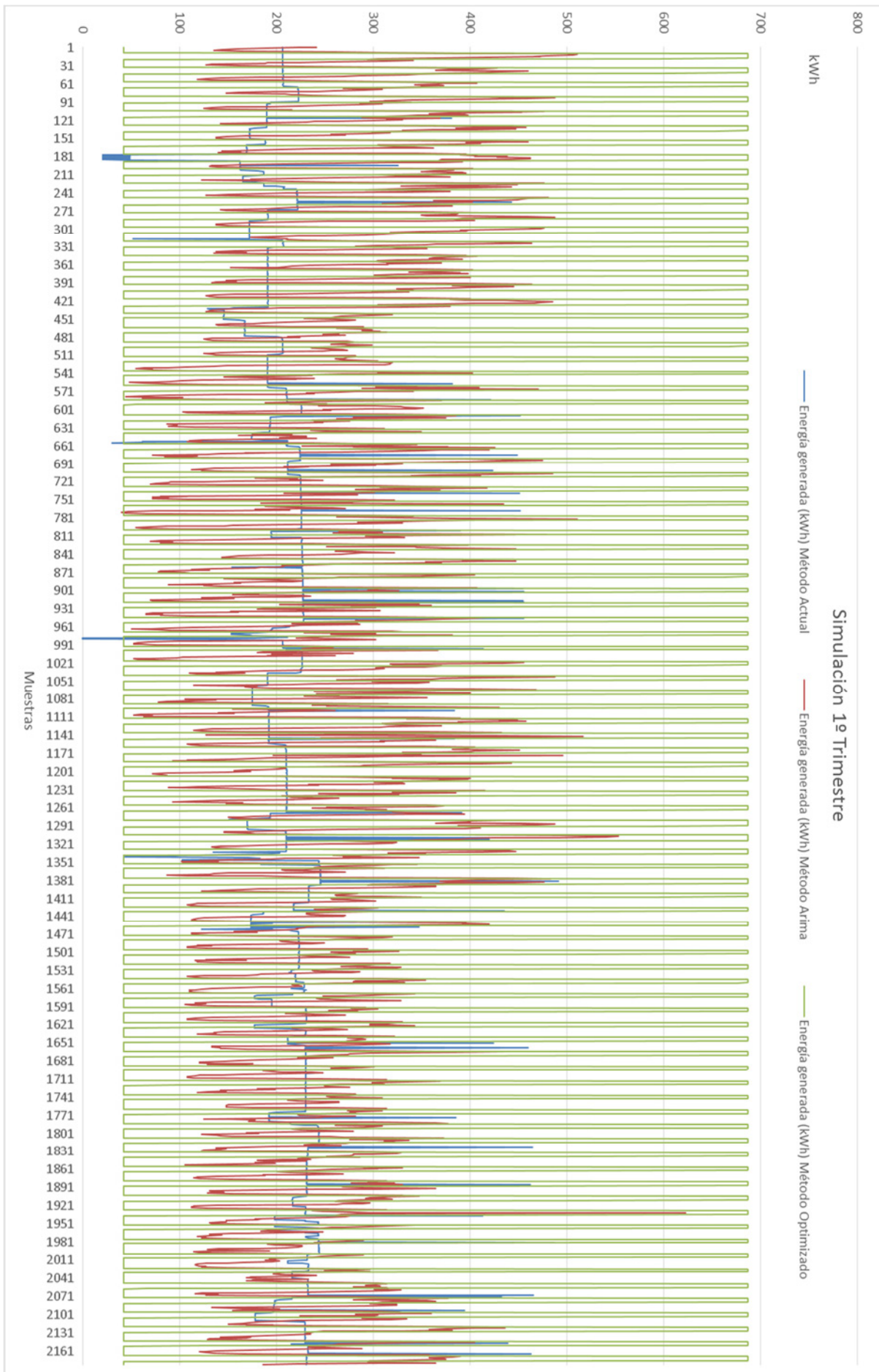


Figura A-16.2: Simulación de los modelos de generación 1º Trimestre.

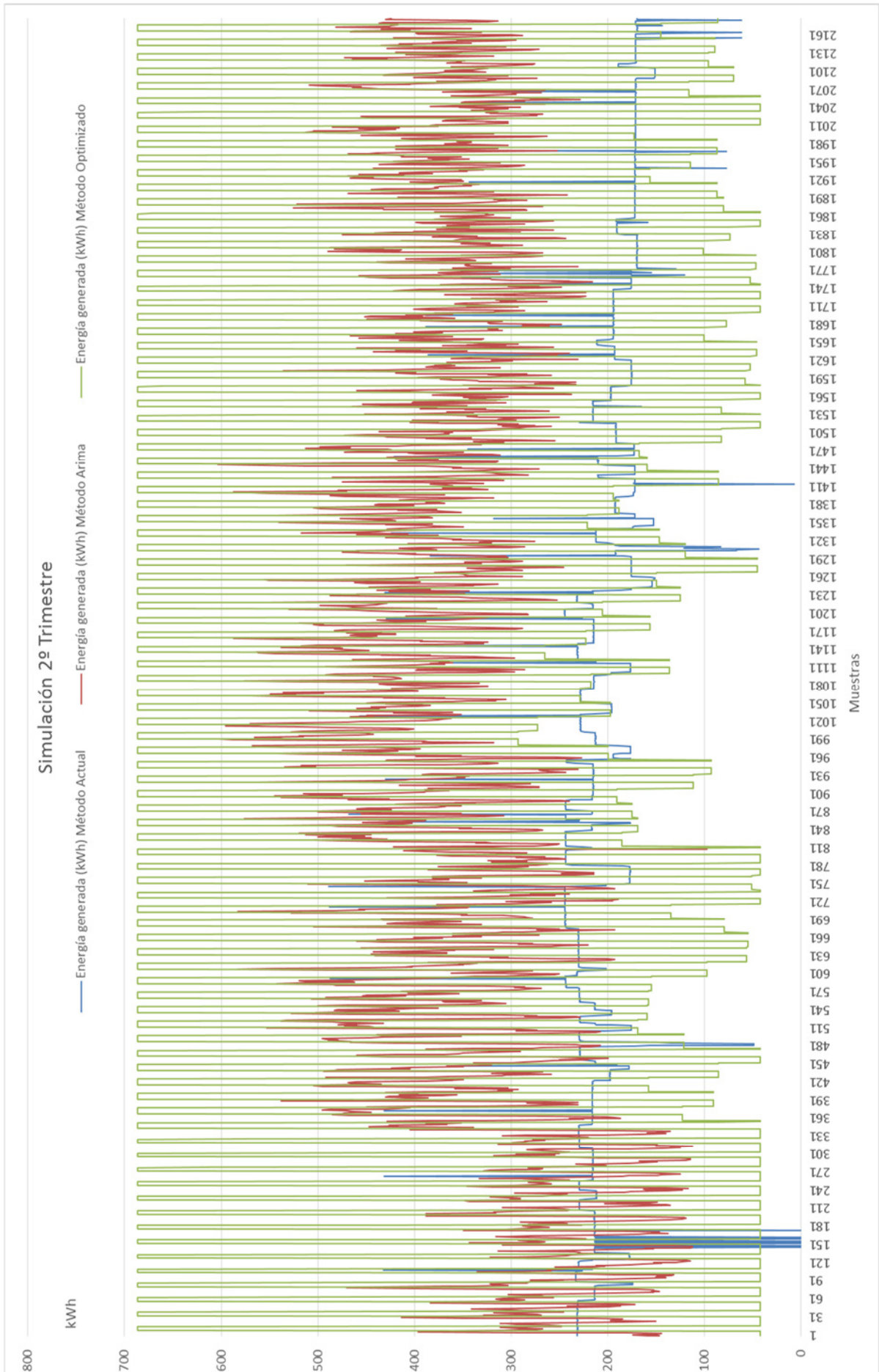


Figura A-16.3: Simulación de los modelos de generación 2º Trimestre.

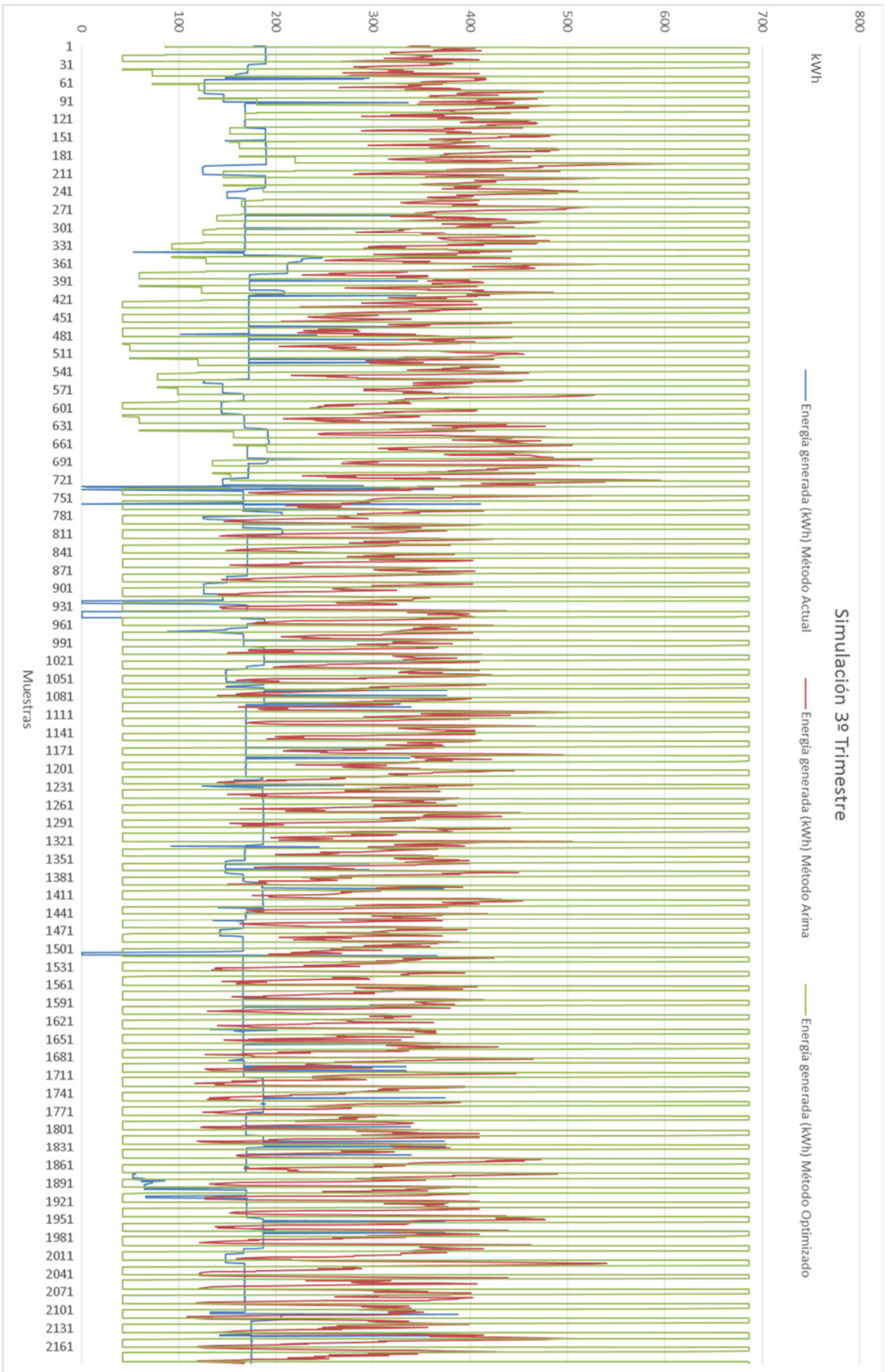


Figura A-16.4: Simulación de los modelos de generación 3º Trimestre.

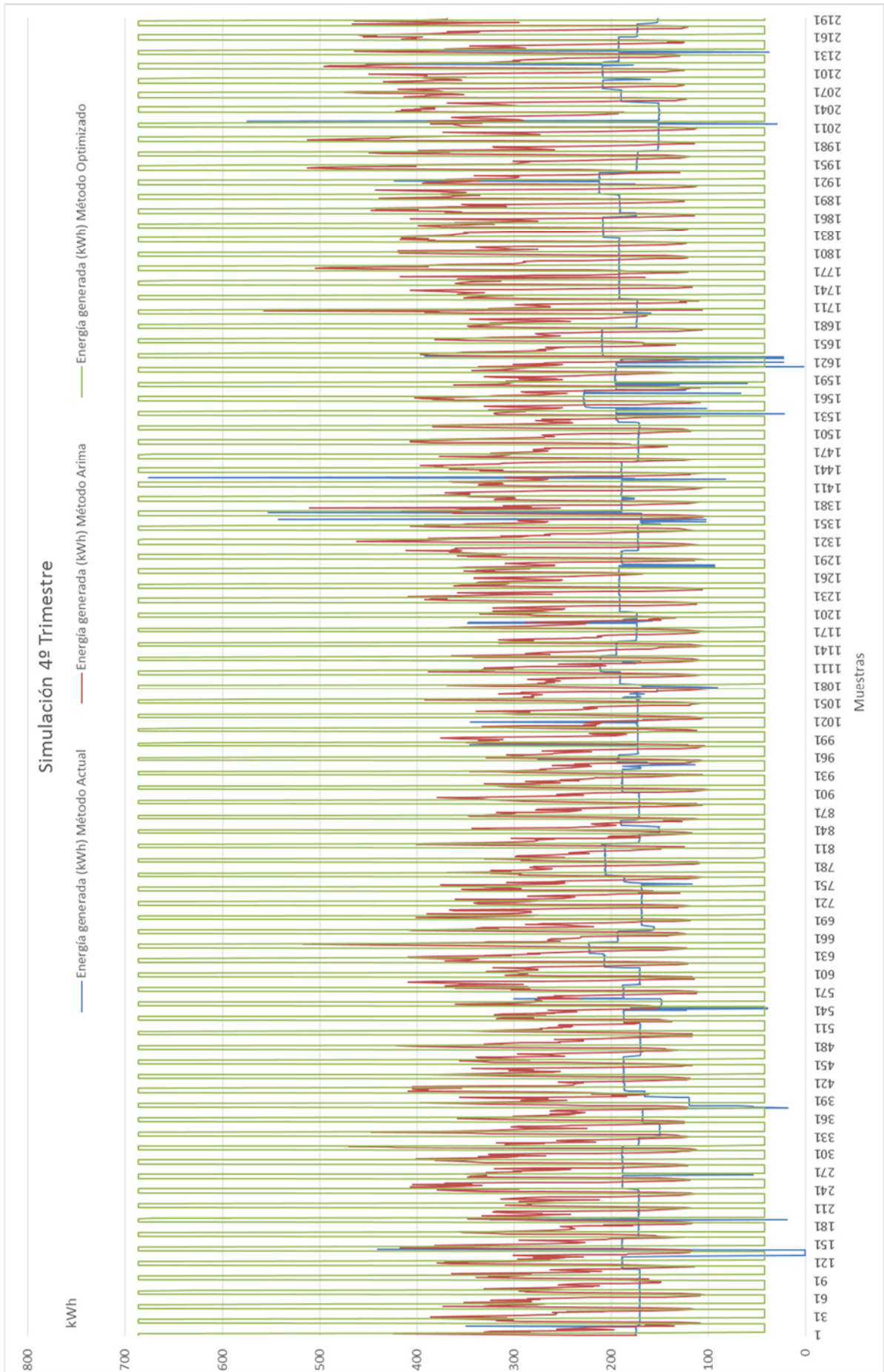


Figura A-16.5: Simulación de los modelos de generación 4º Trimestre.

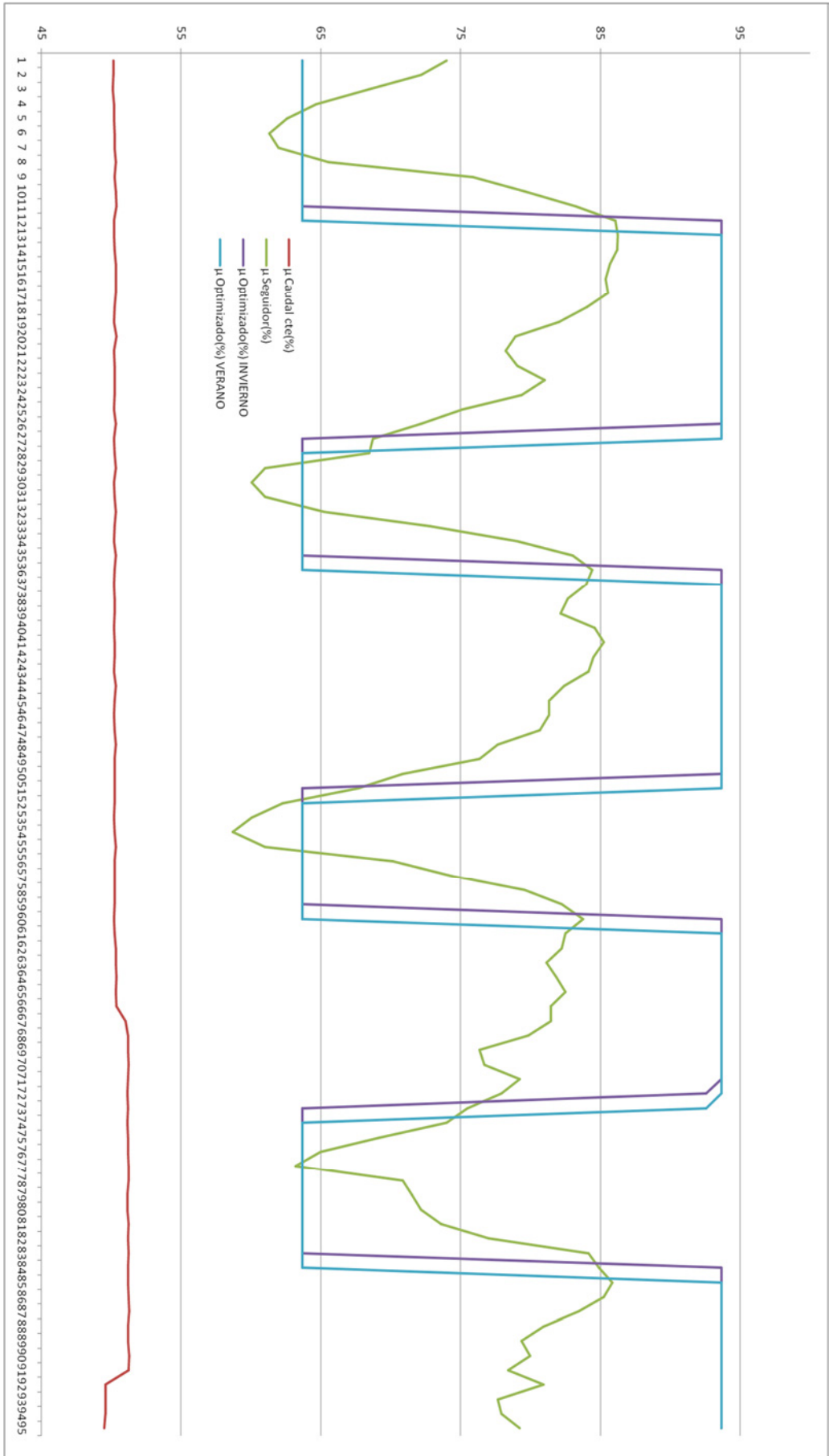


Figura A-16.6: Detalle del desplazamiento de los horarios de discriminación de invierno y verano.

En la figura A-16.6, se muestra un detalle del desplazamiento de los horarios de invierno y verano debidos a la discriminación horaria. Se han representado en la figura los resultados considerando simultáneamente horario de verano y horario de invierno para apreciar claramente esta variación. Como el control del caudal turbinado es total, la adaptación consiste en añadir restricciones especiales para los periodos estivales.

Se puede decir que una instalación clasificada en el grupo b.4.2 como es el caso de la ETAP, podría generar energía eléctrica de forma continua. En este caso no sería necesario contemplar la discriminación para cada periodo de operación, ya que esta no aporta grandes beneficios en la bonificación para instalaciones de este grupo.

La energía generada de forma continua por la instalación a caudal óptimo vendría dada por la ecuación (A-16.1).

$$E_{generada} = E_{max\ instalaci3n} * 24\ h * 365\ dias \quad (A-16.1)$$
$$E_{generada} = 720\ kW * 24\ h * 365\ dias = 6307200\ kW$$

Energía generada por turbinado continuo a lo largo de un periodo hidrológico completo

Los resultados de los modelos propuestos necesitan ser comparados con los datos de referencia calculados a partir de la ecuación (A-16.1) de generación de energía al 100% de la capacidad de la instalación, y también entre ellos para evaluar su viabilidad y desempeño. La figura A-16.7 representa esta comparación.

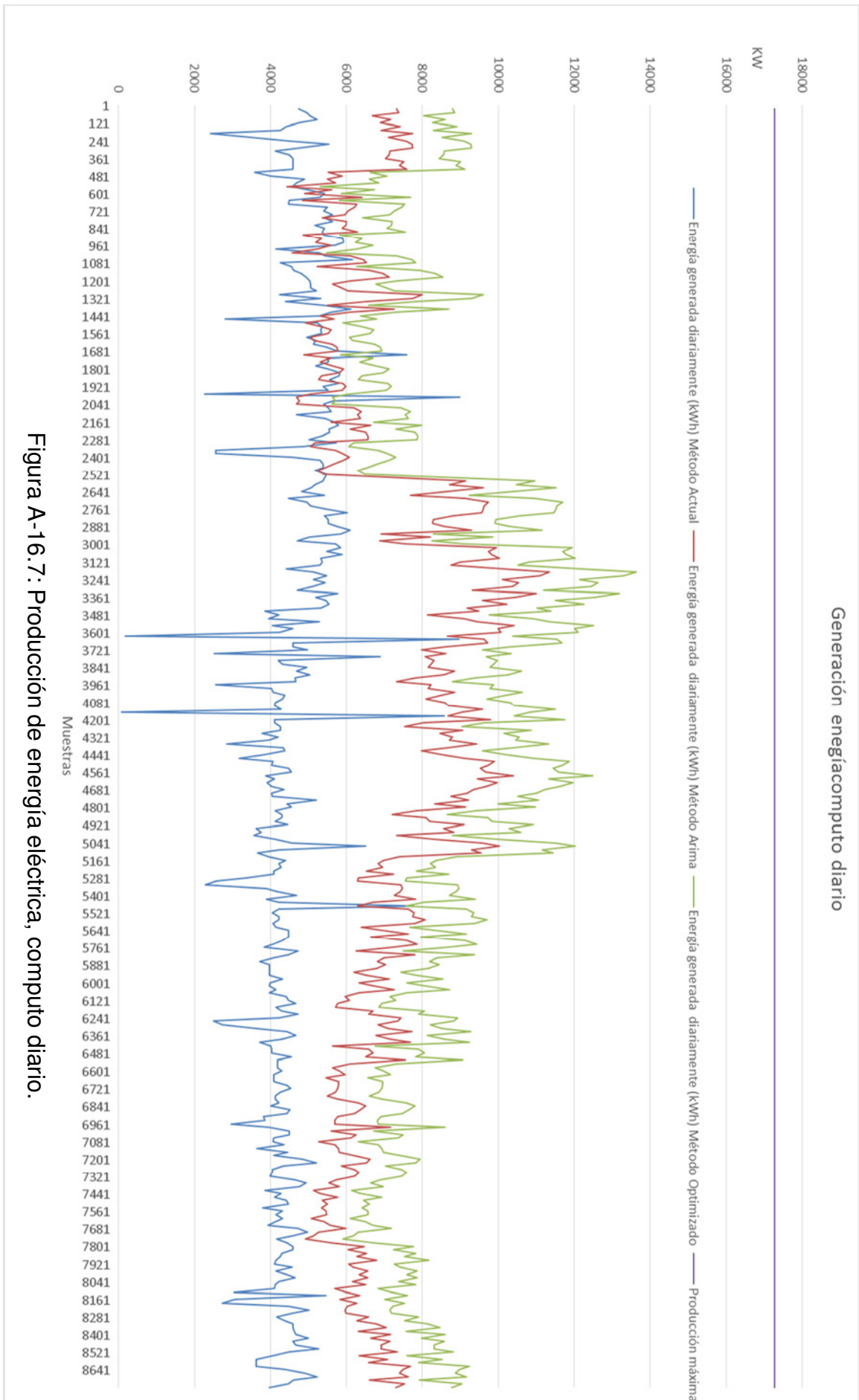


Figura A-16.7: Producción de energía eléctrica, computo diario.

Para el cálculo de la energía generada por cualquiera de los modelos propuestos, se toman grandes series de datos de los registros tomados por la propia ETAP para el modelo actual, y los datos arrojados por las simulaciones para los modelos propuestos, calculándose la energía generada en un año mediante la ecuación (A-16.2).

$$E_{total \ 1 \ año} = \sum_{k=1}^{365} \sum_{i=0}^{23} E_{(i,k)} \quad (A-16.2)$$

Energía generada en un año.

Donde $E_{(i,k)}$ representa cada lectura o dato de la energía generada por cada modelo en el periodo considerado (cada hora).

Una vez procesado se obtiene el total de energía generada en un año. En la tabla A-16.2 se muestra el resultado de la evaluación de la ecuación (A-16.2) para el **modelo actual**, utilizado en la ETAP, para un periodo hidrológico completo.

Total de energía generada en el intervalo de un año (kWh) modelo de turbinado actual	1677560'214 kWh
--	-----------------

Tabla A-16.2: Energía generada en un periodo hidrológico completo (1 año), estrategia de generación actual a caudal constante.

A continuación se evalúa el modelo del **seguidor del consumo de agua ARIMA**. Este cálculo se realiza mediante una simulación para un mismo ciclo hidrológico, obteniéndose los resultados de la tabla A-16.3:

Total de energía generada en el intervalo de un año (kWh) modelo de turbinado seguidor	2590379'149 kWh
--	-----------------

Tabla A-16.3: Energía generada en un periodo hidrológico completo, modelo seguidor del consumo de agua ARIMA.

También se evalúa el rendimiento energético del modelo optimizado, propuesto para la optimización de la generación de energía mediante freno de agua, y tras computar sus datos mediante una simulación para el mismo ciclo hidrológico, se obtienen los resultados de la tabla A-16.4:

Total de energía generada en el intervalo de un año (kWh) modelo de turbinado optimizado	3030743'604 kWh
--	-----------------

Tabla A-16.4: Energía generada en un periodo hidrológico completo (1 año), modelo optimizado.

Pero interesa tabular los datos y obtener su rendimiento relativo de cada modelo planteado con respecto al modelo de turbinado continuo al 100% de la capacidad de la instalación, permitiendo la correcta comparación de cada uno de ellos. Los resultados para esta comparación se muestran en la tabla A-16.5, y en la figura A-16.8.

Modelo	Energía anual generada (kWh)	Rendimiento %
Modelo generación actual	1677560'214	26'60%
Modelo generación ARIMA	2590379'149	41'07%
Modelo generación OPTIMIZADO	3030743'604	46'80%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	5676480	90'00%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	6307200	100'00%

Tabla A-16.5: Rendimiento de cada uno de los métodos, en términos de generación de energía.

En la figura A-16.8 se aprecian los resultados del rendimiento de energía generada por cada modelo, teniendo en cuenta que se ha turbinado el mismo volumen de agua en todos los casos. Estos resultados son los obtenidos con la gestión adecuada de los elementos de la cadena de generación de energía eléctrica, sin considerar los posibles beneficios económicos obtenidos por el factor de discriminación horaria, que serán evaluados a continuación.

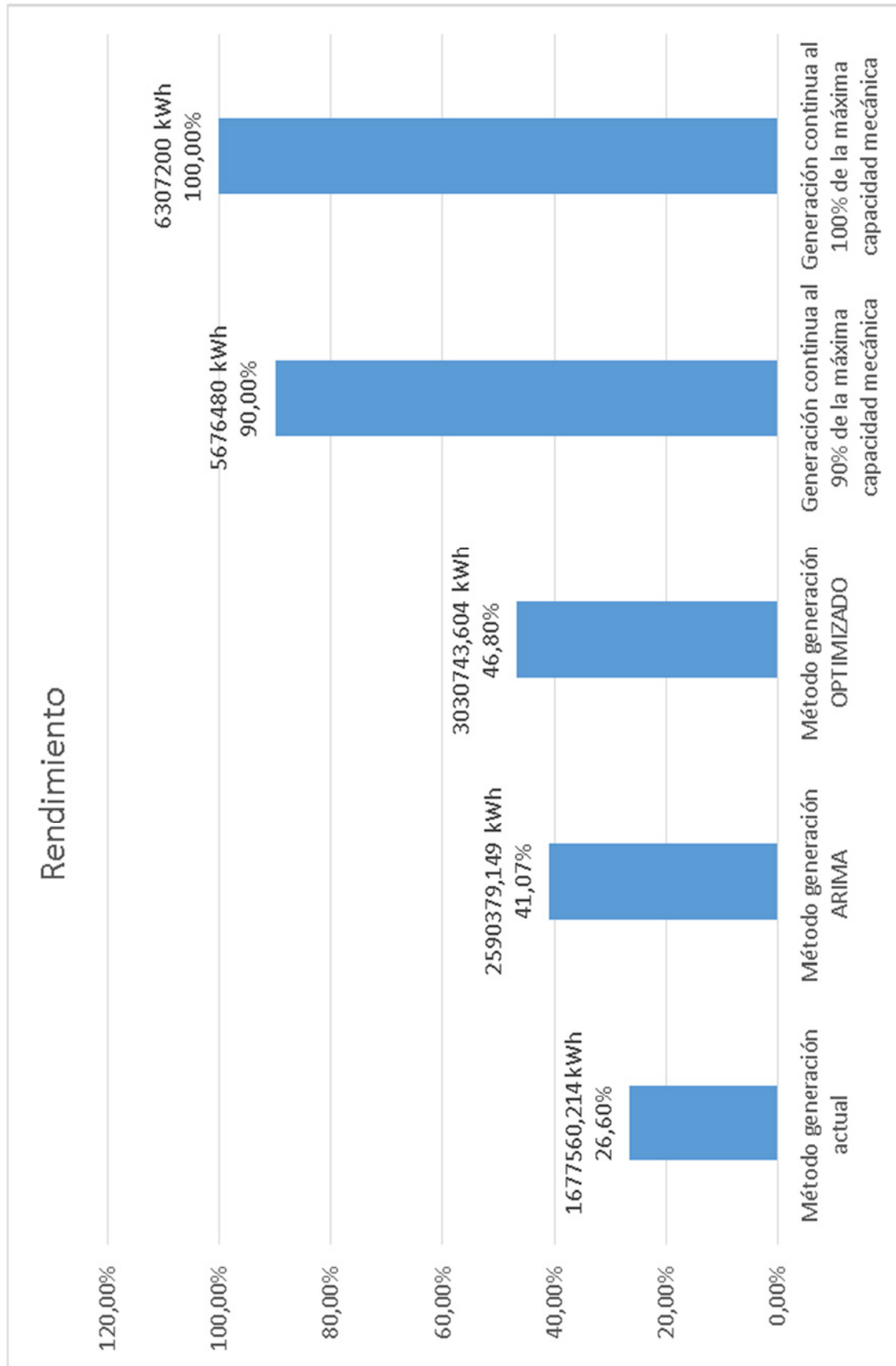


Figura A-16.8: Rendimiento de cada modelo en términos de energía generada.

A16.2. RENDIMIENTO ECONÓMICO

Con la gestión adecuada de los caudales se obtienen mejoras muy significativas en el rendimiento técnico de la instalación de generación de energía eléctrica. Falta evaluar la mejora (beneficio) obtenida en términos económicos por la venta de la energía eléctrica generada. Este beneficio es necesario evaluarlo independientemente. Para cuantificar de forma separada el rendimiento, se contemplan dos dimensiones diferentes:

- Rendimiento técnico de los modelos en cómputo anual.
- Rendimiento económico.

Y así obtener una evaluación más completa y detallada, diferenciando cada aspecto, puesto que el rendimiento económico pondera un modelo respecto a otro. No se han de perder de vista las retribuciones e incluso beneficios que la instalación pueda proporcionar.

Para el cálculo de las retribuciones económicas se tiene el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos, y la Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de cada tipo de instalación y las remuneraciones a las que pueda tener derecho. También se tiene en cuenta que la ETAP del bajo Iregua se clasifica como instalación del **Grupo b.4 subgrupo 2 - Centrales hidroeléctricas que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico, con potencias nominales inferiores a 10MW:**

Se describen a continuación las bases de cálculo para evaluar los modelos, que lejos de ser complejas, son extremadamente extensas, monótonas y tediosas, para lo que se ha recurrido al procesado informático:

- Para el cálculo del rendimiento económico de cada modelo, se ha de ponderar cada uno de ellos, según esté o no sujeto a percibir retribuciones para cada periodo de programación.
- Para el grupo b.4.2 se utiliza el precio de casación del mercado intradiario. Este cálculo no se puede llevar a cabo sobre el montante total de energía generada, sino que se debe realizar sobre las simulaciones de generación de energía mostradas en las figuras A-16.2, A-16.3, A-16.4 y A-16.5 para cada día, según la ecuación (A-16.3).

$$Retribución_{anual\ Mercado\ intradiario} = \sum_{k=1}^{365} P_k \cdot R_{k_{\text{mercado intradiario}}}$$

Retribución anual en el mercado intradiario (A-16.3)

A partir de las simulaciones mostradas en las figuras A-16.2, A-16.3, A-16.4 y A-16.5, mediante la ecuación (A-16.3), se realiza una nueva simulación (figura A-16.9), en cómputo diario, pero en este caso se realiza exclusivamente en términos económicos y se representa numéricamente en la tabla A-16.6.

Se calcula de forma independiente la retribución económica de cada modelo, y su nuevo rendimiento, teniendo en cuenta la retribución, cuyos resultados se presentan en la tabla A-16.6.

Modelo de gestión	Rendimiento económico anual	Porcentaje
Modelo generación actual, turbinado continuo sin PP	145.177'74 €	26'60%
Modelo generación ARIMA sin PP	201.756'60 €	37'00%
Modelo generación OPTIMIZADO sin PP	255.449'10 €	46'80%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	90'00%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	100'00%

Tabla A-16.6: Bonanza de los modelos: turbinado continuo, ARIMA, Optimizado, generación Continua al 90% y generación continua al 100%.

NOTA: Sin PP, significa que la instalación no se acoge a la venta de energía para cada periodo de programación.

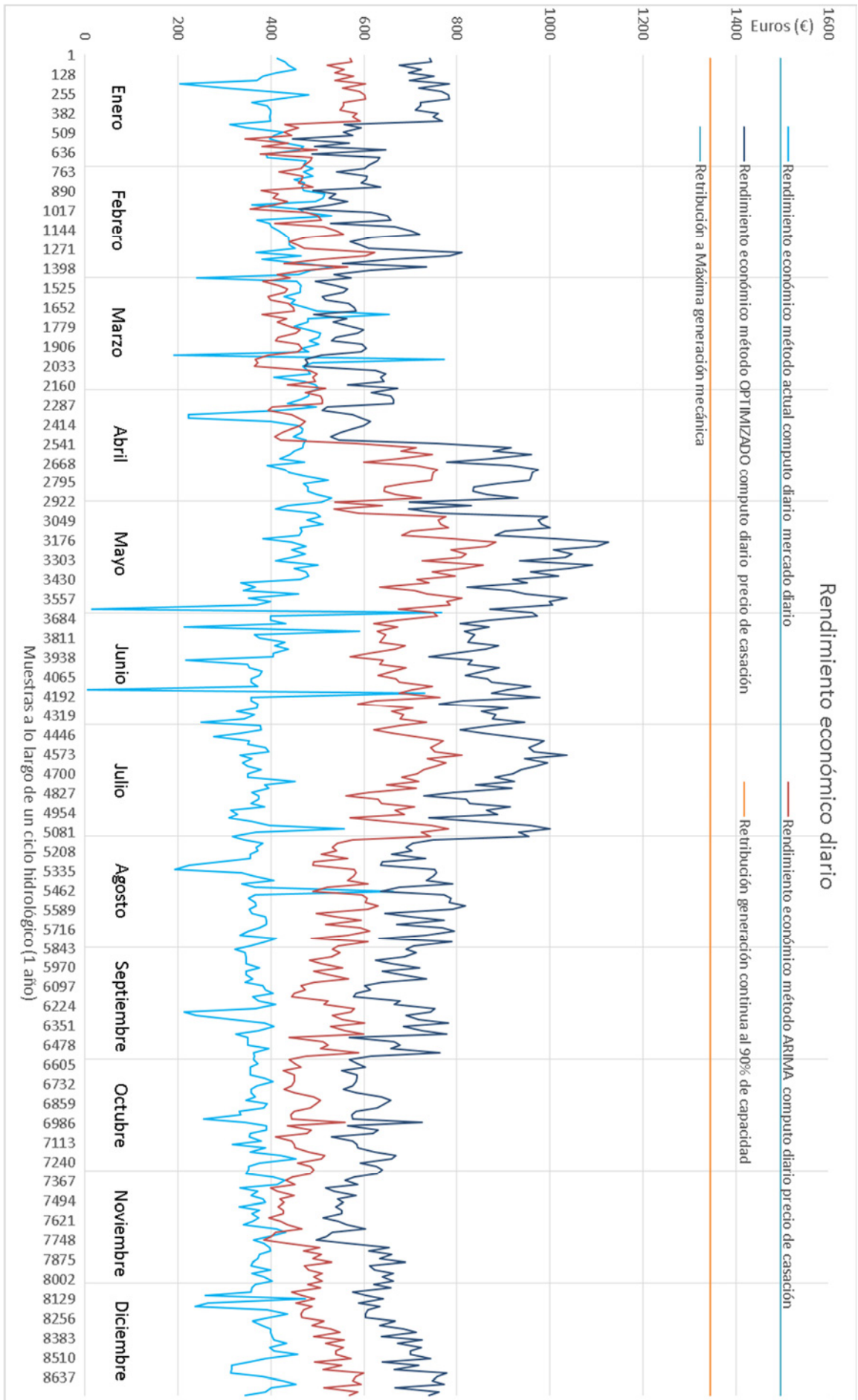


Figura A-16.9: Simulación de la generación de energía en términos de rendimiento económico de la ETAP.

En la figura A-16.10 se observa la mejora de los rendimientos de los modelos estudiados con respecto al modelo actual.

Analizando los datos de la tabla A-16.6, se observa que el rendimiento del modelo ARIMA se incrementa en un 10'4% respecto del modelo actual, lo que es destacable, ya que la mayor parte del consumo de agua, coincide con las horas punta de generación con discriminación horaria favorable. En el modelo optimizado el rendimiento es mayor, llegando al 20'2%, un muy buen dato, lo que es un buen indicador.

Si se analiza el método generación actual, turbinado continuo, que se lleva a cabo sin ningún control sobre el volumen turbinado, se observa que no aporta beneficios destacables. Lo mismo ocurre con el método generación ARIMA, que mejora algo el rendimiento económico, pero su menor beneficio lo hace menos atractivo que el método optimizado.

El incremento del rendimiento técnico porcentual, mostrado en la tabla A-16.5 del método ARIMA frente al modelo de turbinado continuo es del 14'37%, y el incremento del modelo optimizado es del 21'45%, lo que supone prácticamente duplicar el rendimiento con el mismo caudal turbinado. Si bien estos datos resultan muy esclarecedores en términos de rendimiento, cuando se examinan los rendimientos desde el punto de vista económico de las retribuciones dinerarias los resultados son más evidentes.

La diferencia del beneficio económico entre el método ARIMA y el método de turbinado continuo es de 56.578'86 € anuales. La diferencia entre el método Optimizado y el método de turbinado continuo es de 110.271'36 € anuales, tal como se ha representado en la figura A-16.11. Estas cifras podrían justificar acciones e inversiones para la implantación del modelo propuesto, e incluso se podría decir que este estudio formara parte del protocolo para su implantación en nuevas instalaciones, o de la revisión de instalaciones ya implantadas que no disponen de estrategias de gestión de sus procesos de generación de energía eléctrica.

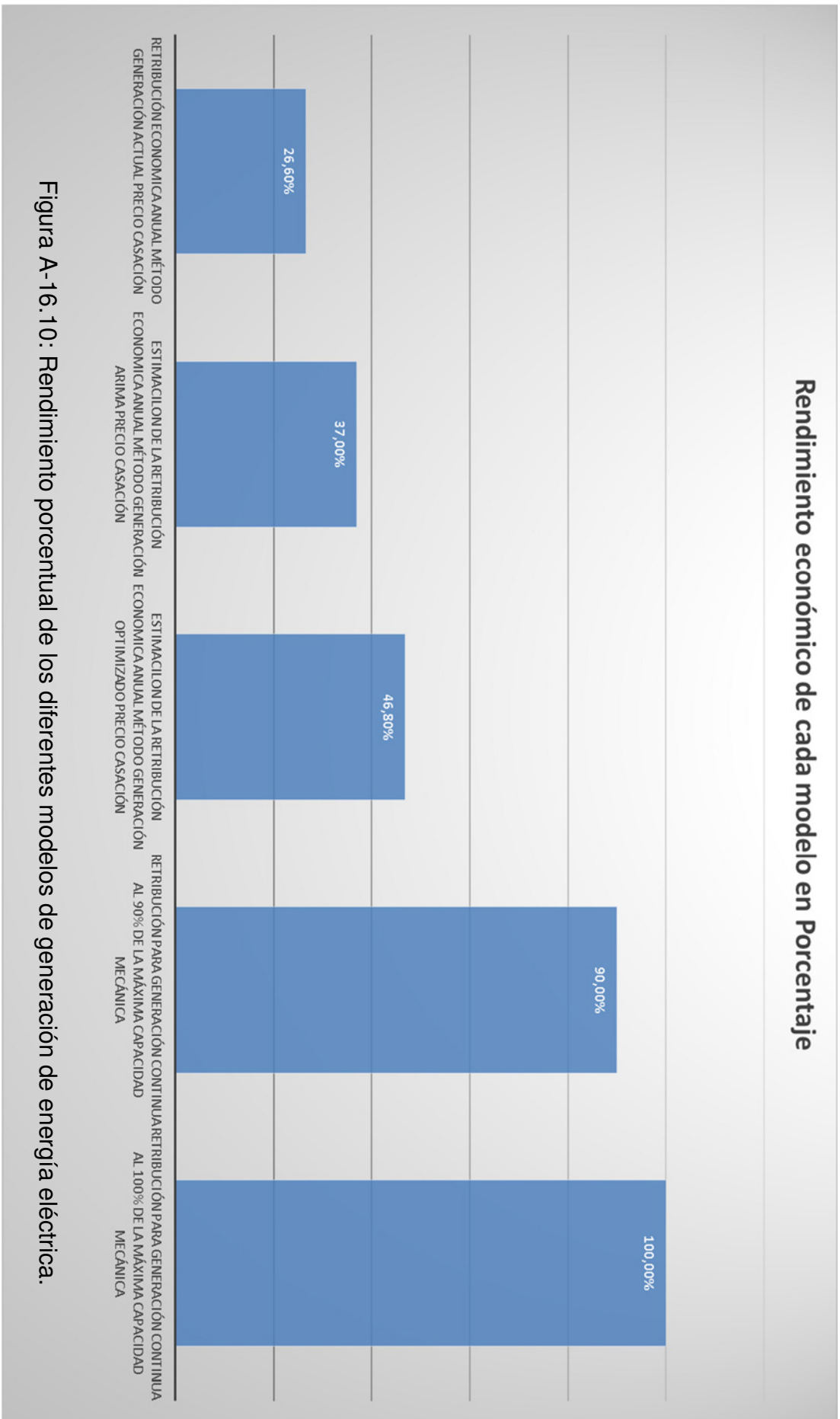


Figura A-16.10: Rendimiento porcentual de los diferentes modelos de generación de energía eléctrica.

En términos económicos los beneficios son muy interesantes, como se puede apreciar en su representación gráfica, en la figura A-6.11, si bien no se han tenido en cuenta paradas para mantenimiento, averías, o cualquier otro evento que obligue a la parada de los elementos generadores.

En este punto aparece el argumento de que un mayor uso de la instalación provoca un desgaste prematuro de los elementos de generación de energía por hacerlos trabajar más intensamente. Este desgaste de la instalación es inevitable, pero el beneficio económico obtenido permite sufragar el mantenimiento de la instalación, contribuyendo a la sostenibilidad de la misma, mejorando la amortización de los elementos generadores de energía y de la propia instalación.

A la vista de los resultados reflejados en la tabla A-16.6, cabe la pregunta, ¿se puede alcanzar el 100% de rendimiento económico?, y la respuesta es que, nos podríamos acercar bastante. La razón es que el caudal turbinado coincide con la demanda, lo que limita la cantidad de energía que se puede generar, pero si se turbinasen mayor cantidad de agua, el rendimiento económico aumentaría proporcionalmente, de tal forma que si se turbinase el máximo caudal de forma continua se alcanzaría el 100% de rendimiento económico, ya que no es un límite técnico.

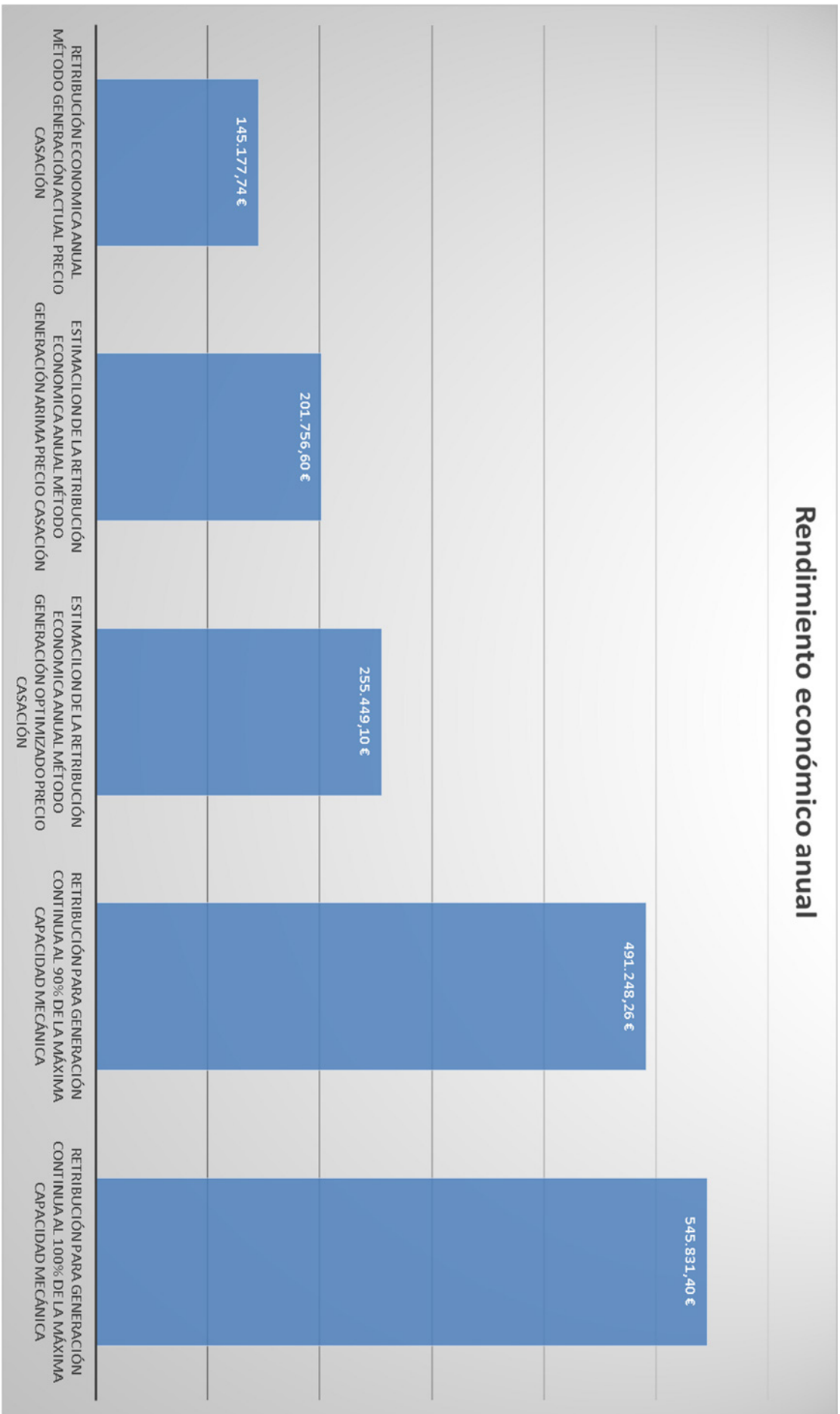


Figura A-16.11: Rendimiento económico anual de los diferentes modelos de generación de energía eléctrica.

A16.3. Costes de producción

Estudios recientes de la Universidad Pontificia Católica de Chile, su departamento de Ingeniería Eléctrica, que se pueden consultar en la web <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/Pasada/cap2.html>, sobre costes de producción de energía eléctrica según su tecnología, combustible, etc., se calculan los costes de centrales hidroeléctricas sin bombeo, contemplando su vida útil, que fija los costes de generación según los valores de la tabla A-16.7:

Tipo de Generación	Costes (US\$cent/kWh) - (Eu€cent/kWh)
Hidroeléctrica de Embalse	1'87 cent \$ - 1'43503 cent €
Hidroeléctrica de agua Fluyente.	2'01 cent \$ - 1'54236 cent €

Tabla A-16.7: Costes de operación de centrales hidroeléctricas, contemplando la vida útil de las centrales.

Utilizando los valores propuestos, se calculan los costes de generación teniendo en cuenta los criterios, mostrados en la tabla A-16.7, ofreciendo una buena aproximación a los costes de generación, según la tabla A-16.8.

Modelo	Retribución anual	Energía anual generada (kWh)	Costes de producción	Porcentaje de coste de generación
Modelo generación actual	145.177'74 €	1677560'214	25.874'02 €	17'82%
Modelo generación ARIMA	201.756'60 €	2590379'149	39.952'971 €	19'80%
Modelo generación OPTIMIZADO	299.138'71 €	3030743'604	46.744'977 €	18'30%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5676480	87.551'76 €	17'82%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6307200	97.279'73 €	17'82%

Tabla A-16.8: Costes de generación previstos para centrales de agua fluyente.

Si se analizan los datos de la tabla A-16.8 parece generar un mayor coste de generación en los modelos propuestos (seguidor ARIMA y método optimizado), esto es debido a la producción de kWh y como los costes de generación son lineales y constantes por cada kWh se obtienen costes de generación en torno al 17'80%.

A16.4. Resultados

Calculados todos los aspectos relacionados con la generación de energía de los apartados anteriores, como son:

- Modelos de optimización.
- Rendimiento de la instalación
- Producción de energía eléctrica.
- Rendimiento económico.
- Costes de generación.

Se deben valorar los resultados teniendo en cuenta todos los factores anteriormente listados, ofreciendo una visión realista del rendimiento económico.

Los costes de mantenimiento reducen irremediabilmente el rendimiento de la instalación. Es conveniente tenerlos en cuenta a la hora de tomar decisiones sobre futuras actuaciones, ya sean estratégicas, financieras, o en infraestructuras dentro de la ETAP. Los beneficios corregidos al deducir los costes de producción son denominados Retribución anual neta, y se encuentran recogidos en la tabla A-16.9.

Modelo	Retribución anual bruta	Energía anual generada(kWh)	Costes de producción	Porcentaje de coste	Retribución anual neta
Modelo generación actual sin PP	145.177'74 €	1677560'214	25.874'02 €	17'80%	119.303'72€
Modelo generación ARIMA sin PP	201.756'60 €	2590379'149	39.952'97 €	17'65%	161.803'63€
Modelo generación OPTIMIZADO sin PP	255.449'10 €	3030743'604	46.744'97 €	18'30%	208.704'13 €
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5676480	87.551'76 €	17'82%	403.696'50€
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6307200	97.279'73 €	17'82%	448.551'67€

Tabla A-16.9: Retribución anual neta, contemplando los costes de generación.

Se completa la comparación de los modelos a través de la tabla A-16.10, que muestra la comparativa de los rendimientos, calculando su rendimiento total (tanto el rendimiento técnico como el económico) y las retribuciones esperadas, según las premisas de cálculo expuestas en esta tesis:

Modelo	Retribución anual bruta	Energía anual generada (kWh)	Rendimiento técnico en generación	Costes de producción	Retribución anual neta	Rendimiento neto TOTAL
Modelo generación actual sin PP	145.177'74 €	1.677.560'21	26'60%	25.874'02 €	119.303'72 €	27'00%
Modelo generación ARIMA sin PP	201.756'60 €	2.590.379'15	41'40%	39.952'97 €	161.803'63 €	36'00%
Modelo generación ARIMA con PP	226.060'51 €	2.590.379'15	41'40%	39.952'97 €	186.107'54 €	47'00%
Generación continua al 90% de la máxima capacidad mecánica	491.248'26 €	5.676.480	90'00%	87.551'76 €	403.696'50€	90,00%
Generación continua al 100% de la máxima capacidad mecánica	545.831'40 €	6.307.200	100'00%	97.279'73 €	448.551'67€	100,00%

Tabla A-16.10: Cálculo del rendimiento total de los modelos, contemplando los rendimientos técnicos y económicos y los costes de operación.

A17. Conclusiones

Tras el profundo estudio al que han sido sometidos todos los sistemas de generación de una estación de tratamiento de aguas, y considerando todos los aspectos relevantes de cada uno de ellos, y del conjunto, así como de los condicionantes externos relacionados con el entorno y normativos que afectan a este tipo de instalaciones, se extraen una serie de conclusiones relevantes para la operación óptima de estas instalaciones, aumentando la sostenibilidad de las mismas.

La conclusión directa de esta tesis es la optimización de la generación de energía en estas instalaciones por medio de un control total del caudal de entrada de agua. Esta optimización se centra en cuatro aspectos clave:

1. Control exhaustivo de los niveles de reserva.
2. Previsión de la demanda de agua (mediante sistemas de inferencia difusa Neuro-Fuzzy).
3. Modelización de todos los elementos de la cadena de generación, haciéndolos trabajar en sus condiciones óptimas tanto como sea posible.
4. El control de los flujos de agua dentro de la instalación (ecuación de balance de flujos).

Mediante el control de estos aspectos clave se puede realizar una gestión avanzada de la captación y turbinado de agua, para lo que se propone un ciclo con histéresis entre el caudal máximo y el caudal de mantenimiento o mínimo. Esto permite concentrar la producción de energía eléctrica en las franjas horarias de mayor bonificación económica, manteniendo un caudal residual el resto de periodos horarios.

El control de los niveles de reserva y del consumo asegura el suministro, permite calcular la autonomía de suministro de la instalación y supone una herramienta indispensable de gestión de este tipo instalaciones.

Las instalaciones pueden presentar diferentes deficiencias que se transforman en puntos cruciales en los que prestar atención, ya que pueden ser claves en la ecuación de optimización. Estas deficiencias se pueden catalogar en dos grupos:

- Estructurales.
- Coyunturales.

Las estructurales pueden ser debidas a errores de diseño, a la antigüedad de las instalaciones y a la falta de inversión, mantención y actualización tanto en instalaciones como en modelos de gestión (los costes pueden ser altos).

Las coyunturales pueden venir de la manipulación errónea de las instalaciones, averías ocultas, falta de atención sobre algunos elementos de la cadena de generación, falta de información del personal técnico, cargos intermedios y directivos, y una definición de objetivos dirigida al proceso principal y no contemplando otros aspectos de la instalación (los costes pueden ser moderados).

La subsanación de estas deficiencias, junto a modelos de gestión avanzada, puede resultar tremendamente rentable en términos de rendimiento técnico y económico.

Se ha aportado innovación en todos los aspectos relacionados con la instalación generadora, salvo en aquellos en los que la técnica y la ciencia está ampliamente desarrollada y ha sido sobradamente contrastada, por lo que no se ha considerado la aportación de nuevos métodos de cálculo.

Han sido aportados nuevos planteamientos de cálculo y gestión, y de configuración de las instalaciones. Estos planteamientos no son considerados actualmente en las fases de estudio de instalaciones depuradoras, pero son relevantes tanto en el dimensionado de las mismas como en su sostenibilidad, y que aportarían beneficios económicos destacables.

A17.1. Análisis de las infraestructuras

La optimización de la generación de energía eléctrica se ha llevado a cabo en función de las características actuales de las instalaciones de la ETAP bajo estudio. Pero el propio análisis de las instalaciones deja al descubierto deficiencias importantes en las infraestructuras, ya sean por la propia antigüedad de la instalación, como por causas debidas al estado actual de la técnica. Su subsanación mejoraría significativamente el funcionamiento y el rendimiento de las instalaciones. Para poder determinarlas y evaluar la mejora obtenida en el rendimiento se analiza cada parte del sistema de la generación de energía por separado.

A17.1.1. Sistema de Captación

Es el sistema que necesita más actuaciones e inversión de toda la ETAP, tanto desde un punto de vista estratégico, como por la simple mejora y actualización de las instalaciones. En él serían necesarias una serie de actuaciones y modificaciones importantes:

- Construcción de una estación de aforos, que permita medir de forma exacta y precisa la masa de agua en el lecho del río, y con ello la cantidad de agua disponible. Esto permitiría una gestión eficaz, mejorando la calidad de la toma de decisiones sobre las condiciones reales del río y la cantidad de agua disponible.
- Construcción de una cámara de carga, que permita mejorar y estabilizar el rendimiento de la conducción y, con ello, reducir al máximo las pérdidas de carga en la misma. Esta actuación es de vital importancia, ya que es el auténtico talón de Aquiles de la instalación y la torna profundamente ineficiente. Con su construcción el rendimiento se incrementaría en una horquilla del 30% al 35%, por lo que los beneficios en el desempeño global de la instalación serían notables y rentables.
- Automatización de la gestión y control de la captación, en puntos tales como:
 - La limpieza de rejillas y filtros.
 - Monitorización del caudal de captación en el propio azud.
 - Circuito de monitorización de TV en la captación.
 - Sistemas de monitorización de ciertos parámetros y características del agua, tanto físicas químicas o biológicas, en pos de detectar amenazas potenciales () antes incluso de llegar a la ETAP.

Son actuaciones o modificaciones que redundan en hacer más funcional la captación, eliminar el factor humano y mejorar la fiabilidad del sistema. El sistema de captación supone un punto débil en la cadena de generación de energía en la ETAP y, por su propia naturaleza una fuente de problemas potenciales, que pueden ser detectados, paliados o evitados antes incluso de su aparición.

A17.1.2. Conducción

La conducción supone un sistema complejo, que está bien calculado y ejecutado. No es necesaria ninguna intervención en el mismo, incluso ante un incremento en las dimensiones de la ETAP o del caudal de captación.

Este buen dimensionado y diseño se aprecia en su capacidad máxima de transporte, que es de 1300 l/s o 1'3m³/s, lo que hace que sea una óptima infraestructura, sobre todo teniendo en cuenta la inversión que supone la misma, y que dará servicio adecuadamente durante décadas.

Es de destacar la existencia de un canal abierto para conducir el agua desde la cuenca del río Iregua a la ETAP, como medida de seguridad redundante, que entraría en funcionamiento en caso de avería, mantenimiento, o cualquier otro evento que así lo aconseje.

Como actuación no prioritaria, se podrían instalar sensores a lo largo del recorrido de la conducción, ya que su extraordinaria longitud y sus muchos años de servicio parecen aconsejarlo. Con estos sensores se podrían prevenir problemas de fugas, roturas, o desgastes prematuros en los diferentes tramos, además de ayudar a conocer mejor las características de la conducción y sus particularidades. Los sensores a instalar serían del tipo:

- Sensores de presión.
- Sensores de velocidad.
- Sensores de caudal.

A17.1.3. Grupo turbina, acoplamiento mecánico, generador y transformador

El grupo turbina, acoplamiento, generador y transformador, está correctamente dimensionado y ejecutado, bien adaptado a las características particulares del salto, y capaz de absorber incrementos en la captación de agua. Los componentes han sido seleccionados y son adecuados para el tamaño de la instalación, lo que redundará en unas condiciones para la generación de energía óptimas.

Como características más destacables de este sistema, tenemos:

- Buena elección de los componentes individuales del sistema generador:
 - Turbina Francis de reacción.
 - Acoplamiento mecánico directo.
 - Generador acorde a la capacidad de la turbina de buen rendimiento.
- Transformador acorde con el generador.
- Correcto cálculo y dimensionamiento de los componentes individuales y el del conjunto, ajustados a las características del salto.
- Buenas características de rendimiento.
- Fiabilidad y robustez del sistema.
- Bajos costes de operación y de mantenimiento, y facilidad para ejecutarlo.

El único punto destacable en este sistema es que no le hace trabajar en sus puntos de rendimiento óptimo, lo que afortunadamente es ajeno a los elementos del sistema generador.

A17.2. Análisis del entorno

Que el caudal del río Iregua sea regulado por los embalses de Pajares y el de Gonzalez-Lacasa (conocido por pantano Ortigosa), hace que la generación de energía sea también estable. La importancia estratégica de la cuenca del río Iregua para la Comunidad Autónoma de La Rioja es crucial, ya que provee de agua al 60% de la población, además de ser un motor económico y una gran fuente de recursos naturales.

Las precipitaciones son abundantes, típicas de un clima continental, aunque se observa una desviación a la baja en los últimos años. De todas formas, las precipitaciones siguen siendo suficientes para mantener abastecer a los embalses y mantener el caudal del río Iregua.

Es de destacar que la generación de energía eléctrica en este tipo de instalaciones, está ligada a la disponibilidad del agua, atendiendo rigurosamente a las prioridades y necesidades de la misma, y entre ellas, como más importante, la del consumo humano. La generación de energía eléctrica y otros usos quedan relegados con respecto a la prioridad principal, ya que no es una instalación especializada en generación eléctrica, ni supone un aspecto esencial o estratégico para la sociedad riojana.

El entorno socio económico y político, es estable, con conciencia ecológica y ambiental responsable, y con apertura de miras en cuanto a avances tecnológicos. Presenta un marcado carácter innovador y de maximización de recursos naturales y económicos, a través de la racionalización de gastos y costes.