

**MODELO DE SIMULACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN  
ÓPTIMA ANUAL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO**

Universidad Pontificia Comillas de Madrid

Colección Tesis Doctorales: N° ETS/252

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
MADRID**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Departamento de Electrotecnia y Sistemas

**MODELO DE SIMULACIÓN DE LA  
EXPLOTACIÓN ÓPTIMA ANUAL  
DE UN SISTEMA ELÉCTRICO**

**EFRAIM CENTENO HERNÁEZ**

Tesis Doctoral



Madrid 1998

© Efraim Centeno Hernez

Reproducci3n autorizada para  
el cumplimiento de los requisitos  
academicos: O.M. 17-9-1993, art. 9.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
MADRID

La Tesis Doctoral de **D. Efraim Centeno Hernández**

Titulada "**MODELO DE SIMULACION DE LA EXPLOTACION OPTIMA ANUAL DE UN SISTEMA ELECTRICO**"

Dirigida por los Drs. D. Fernando de Cuadra García y D. Andrés Ramos Galán

Fue leída en la **Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)** de la **UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID**, el día 14 de septiembre de 1998, ante el tribunal constituido por los siguientes Profesores:

<b>PRESIDENTE:</b>	Dr. D. José Román Wilhelmi Ayza
<b>VOCAL:</b>	Dr. D. Antonio Jesús Conejo Navarro
<b>VOCAL:</b>	Dr. D. Francisco Javier Prieto Fernández
<b>VOCAL:</b>	Dr. D. José Ignacio Pérez Arriaga
<b>SECRETARIO:</b>	Dr. D. Jaime Román Ubeda

y recibió la calificación de

**APTO CUM LAUDE POR UNANIMIDAD**

Madrid, a 14 de Septiembre de 1998  
EL SECRETARIO DEL TRIBUNAL



*Esta tesis está dedicada  
con todo el cariño del mundo  
a cuatro personas muy especiales.*

*A mis padres Carlos y Luz,  
doctores cum laude  
en los asuntos de la vida.*

*A Hermi,  
fuente inagotable  
de alegría y buen rollo.*

*Y a mi tía Julia,  
que nos dejó  
sin poder acabar su tesis.*



---

## Agradecimientos

---

Durante los últimos meses, en los que a menudo tenía la sensación de que nunca iba a acabar la tesis, me he sorprendido a mí mismo redactando mentalmente esta página de agradecimientos más de una vez. Ahora, y con el agradable sentimiento de que, efectivamente, esta singladura llega con éxito a su último puerto, quiero compartir mi alegría con los que de una u otra manera han sido compañeros de viaje y agradecer su ayuda a los que han facilitado la, en ocasiones difícil, navegación en estos anchos mares de la investigación.

Juan José Alba, me animó a matricularme en los cursos de doctorado, hace ya algunos años, y me hizo empezar a pensar en escribir una tesis, que no era la que ahora tenéis entre las manos. Quiero agradecerle especialmente todas las facilidades que me proporcionó para realizar una estancia en París cuando el área de Inteligencia Artificial pasó por momentos difíciles.

A Tomás Gómez San Román, en la actualidad de año sabático en California, quiero darle las gracias por haber facilitado desde la dirección del Instituto de Investigación Tecnológica la materialización de esta tesis en sus inicios.

También estoy agradecido a mis directores de tesis por su constante y eficaz ayuda. A Fernando de Cuadra por su creativa capacidad de análisis y a Andrés Ramos por su rigor y sabiduría en el manejo de modelos. He aprendido mucho de los dos y la combinación de sus enfoques para abordar grandes problemas de modelado creo que es lo más valioso que he obtenido, intelectualmente hablando, del trabajo en esta tesis.

La mayor parte de la financiación de esta tesis ha corrido generosamente a cargo de Endesa. Quiero agradecer este apoyo y el trabajo de los que, desde esta empresa, siguieron el arranque de la tesis como proyecto MADEA: Pablo del Casar, Julio Hernanz, Nicolás Pérez y de forma especial Andrés Díaz Casado que aportó la visión realista a nuestros enfoques y siguió con mucho más detalle del que suele ser habitual en estos casos la fase de definición del modelo. Extralimitándonos en nuestras funciones, también seguimos juntos en detalle alguna etapa del *tour* de Francia.

Una parte menor de la financiación, durante un año, procedió del programa de Formación de Personal Investigador de la Comunidad Autónoma de Madrid, a la que también quiero mostrarme agradecido.

No puedo dejar de mencionar a los miembros del IITREE de la Universidad Nacional de La Plata donde hice una estancia de un mes. Al profesor Pedro Issouribehere por facilitar la visita, a Jan por su apoyo incondicional y por toda la información proporcionada, a Patricia y su simpática familia por su amable hospitalidad y la asesoría sobre las playas de Brasil, a Julieta por la receta de la masa para *pizza*, a Jorge, Guille, Mario y Raúl por su solidaridad y compañerismo.

Un párrafo aparte se merecen los profesores del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad Carlos III con los que compartí un año de docencia y algunas sesiones de terapia de desahogo, en especial Mónica, M<sup>a</sup> Ángeles y Jose Luis. Les deseo una pronta y exitosa finalización de sus respectivos doctorados.

Muchas gracias también al conjunto de asesores técnicos ocasionales que me han ayudado a lidiar con la infinidad de máquinas, sistemas operativos y sucesivas versiones de compiladores, editores, hojas de cálculo y demás miras informáticos. Juanma Villar y Martín Quesada, como gestores del sistema, solucionaron muchos problemas desesperantes, unas veces gracias a sus conocimientos, otras reorganizando todo. Antonio Muñoz, igual él ni se acuerda, me ayudó a empezar con el C, José Villar me guió amablemente con el compilador de Borland (que muy a su pesar no utilicé para C++), Rafa Palacios, me ha sacado de más de un lodazal “unix”, además de formar tandem conmigo para enfrentarnos a los últimos y agónicos papeleos, Eugenio Sánchez me pasó unas macros para usar el compilador de C de las estaciones de trabajo que funcionan genial y que sigo sin entender. Francisco Javier Rubio eliminó un peligroso virus de los ficheros de este documento en un momento crítico de la redacción. Pedro Sánchez iluminó mi noche cuando tuve que enfrentarme al supuestamente sencillo e intuitivo GAMS, también tuvimos algunas charlas sobre simulación que me aclararon mucho.

Agradezco a toda la buena gente del IIT y de la Escuela, actual o ya fugada, que hayan puesto la música de fondo para la ejecución armoniosa de esta tesis. Además de los ya citados, a Ignacio Pérez Arriaga (presente en los inicios de MADEA), Jaime Román, Francisco Ubierna, Juan Carlos Enamorado, Paco Chacón, Jesús Alonso, Damián Laloux, Pepe Medina, Luis Pagola, Luis Rouco, Rafael Collantes, Javier Contreras, Oscar Candiles, Eugenio Malillos, Julián Barquín, Javier GG y todos los demás. Un saludo para los de la tercera planta, que me estarán leyendo: Julio, Michel, Claudia, Pedro, Mariano (gracias por las sinergias), Lupe, Lucía, Manolo, Irene, Laura, Grego, Luis y el recientemente incorporado Santiago.

Un agradecimiento especial para aquellos que con su trabajo han colaborado con la tesis. Carlos Batlle hizo los cálculos para valoración de la PEF. José Antonio Crespo y José Antonio Saco con sus proyectos fin de carrera trataron aspectos laterales que no se abordaron directamente desde la tesis.

Para ir acabando, a los amiguetes, fundamentales para huir de la paranoia cuando era necesario. A los piratas Antonio, Nacho y Yolanda por las comidas de los jueves. A Nacho “Largo” por su Amistad. A Pablete por acudir sin previo aviso a tomar un vino de urgencia en los momentos críticos (y en los menos críticos, la verdad). A Hilda, viajera de pro. A Jorge, a Diana, a Juanillo y a todo el resto de la tribu incluidos el equipo “Arrepentios”, compañeras, esposas e hijos. A Gema y Carlos. Y a los de Logroño, Angelma, Ignacio, Alberto...

También a mis hermanos Rubén, Coral y Noemí, a Cristina y a Toño (hermanos *in law*), a la tía Coral, a mis padres, que ya han salido en la dedicatoria, y al resto de mi familia por su apoyo y por su presencia a distancia desde La Rioja.

Y además a Hermi, mi pareja, por su agradable compañía y por muchas otras cosas que no incumben al lector.

A todos, y a los que ingratamente o por despiste olvido, gracias con todo el corazón. Sin vosotros todas estas páginas no existirían o sólo serían un sinsentido frío y absurdo.

---

# Índice

---

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 ENFOQUE DE LA TESIS.....	1
1.2 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	3
<b>2. LAS TÉCNICAS DE SIMULACIÓN Y LA EXPLOTACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.....</b>	<b>5</b>
2.1 ¿QUÉ ES LA SIMULACIÓN?.....	5
2.2 TIPOS DE SIMULACIÓN.....	6
2.3 ¿QUÉ ES MADEA?.....	8
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS TÉCNICAS DE SIMULACIÓN.....	9
2.5 EL CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO DE SIMULACIÓN.....	10
2.6 ESTADO DEL ARTE .....	12
2.6.1 Simulación cronológica estocástica frente a simulación aleatoria .....	12
2.6.2 Modelos que utilizan simulación cronológica estocástica.....	13
2.6.3 Simulación cronológica estocástica y simulación probabilista .....	15
2.6.4 Modelos que utilizan programación dinámica estocástica.....	16
2.6.5 Alternativas a la programación dinámica estocástica clásica.....	17
2.7 RESUMEN DEL CAPÍTULO.....	19
<b>3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO .....</b>	<b>21</b>
3.1 ÁMBITO DEL MODELO.....	21
3.1.1 Alcance anual.....	21
3.1.2 Tratamiento específico de la generación .....	22
3.1.3 Contexto de incertidumbre.....	22
3.1.4 Simulación de la explotación óptima .....	22
3.1.5 Datos del modelo .....	23
3.1.6 Resultados del modelo .....	23
3.2 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DEL MODELO.....	24
3.2.1 La explotación de un sistema eléctrico como un problema de control .....	24
3.2.2 La explotación de un sistema eléctrico como un problema de control adaptativo. ....	26
3.2.3 Tiempo discreto.....	28

3.2.4	<i>La explotación de un sist. eléctrico como un problema de control óptimo estocástico</i> .....	28
3.3	UN MODELO ESTRUCTURADO EN VARIOS NIVELES.....	29
3.3.1	<i>El porqué de una estructura multinivel</i> .....	30
3.3.2	<i>Simulación versus optimización en el modelo</i> .....	31
3.3.3	<i>Niveles del modelo MADEA</i> .....	32
3.3.4	<i>Acoplamiento entre los distintos niveles</i> .....	34
3.4	EL PROBLEMA DE LA INCERTIDUMBRE.....	35
3.4.1	<i>Tratamiento de la incertidumbre en la jerarquía del modelo</i> .....	35
3.4.2	<i>Simulación y optimización en el tratamiento de la incertidumbre: destino y futuros</i> .....	37
3.4.3	<i>El principio de no anticipatividad</i> .....	37
3.5	DESCRIPCIÓN GLOBAL DEL ALGORITMO.....	39
3.6	ADAPTACIÓN A LA NUEVA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	41
3.6.1	<i>Enfoque multinivel</i> .....	41
3.6.2	<i>Generación de escenarios de precios marginales</i> .....	42
3.7	RESUMEN DEL CAPÍTULO.....	43
<b>4.</b>	<b>SUBMODELOS DE NIVEL ANUAL Y SEMANAL.....</b>	<b>45</b>
4.1	REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA.....	45
4.1.1	<i>Modelo de los grupos térmicos</i> .....	45
4.1.2	<i>Modelo de los subsistemas hidráulicos</i> .....	46
4.1.3	<i>Representación del bombeo puro</i> .....	47
4.1.4	<i>Fallos</i> .....	47
4.1.5	<i>Aportaciones</i> .....	48
4.1.6	<i>Demanda</i> .....	48
4.1.7	<i>Criterios hiperanuales de explotación</i> .....	48
4.1.8	<i>Datos generales</i> .....	48
4.1.9	<i>Valores iniciales</i> .....	48
4.1.10	<i>Parámetros que se calculan a partir de los datos</i> .....	49
4.2	VARIABLES DE DECISIÓN.....	49
4.3	SUBMODELO DE OPTIMIZACIÓN ANUAL.....	49
4.4	RESTRICCIONES EN LA EXPLOTACIÓN EN EL SUBMODELO ANUAL.....	50
4.4.1	<i>Restricciones en el mantenimiento</i> .....	50
4.4.2	<i>Cobertura de la demanda</i> .....	50
4.4.3	<i>Características de los grupos térmicos</i> .....	50
4.4.4	<i>Gestión de los combustibles</i> .....	51
4.4.5	<i>Características de los subsistemas hidráulicos</i> .....	51
4.5	FUNCIÓN OBJETIVO DEL SUBMODELO ANUAL.....	52
4.6	TRATAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE EN EL SUBMODELO ANUAL.....	52
4.7	SIMULACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN ANUAL PARA UN DESTINO.....	53
4.8	SIMULACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN SEMANAL.....	54
4.9	SUBMODELO DE OPTIMIZACIÓN SEMANAL.....	54
4.9.1	<i>Representación del tiempo</i> .....	55
4.9.2	<i>Variables de decisión</i> .....	55
4.9.3	<i>Restricciones</i> .....	56
4.9.4	<i>Función objetivo</i> .....	56
4.9.5	<i>Adaptación de datos para simulación de varias semanas</i> .....	57
4.10	PROCESADO DE RESULTADOS PARA EL NIVEL HORARIO.....	57
4.10.1	<i>Necesidad del procesado de datos entre niveles</i> .....	57
4.10.2	<i>Resultados del nivel semanal utilizados</i> .....	58
4.10.3	<i>Datos necesarios</i> .....	58
4.11	MÉTODO DE CÁLCULO DE LOS CRITERIOS DE EXPLOTACIÓN SEMANAL.....	59
4.11.1	<i>Precios marginales para las decisiones de bombeo</i> .....	59
4.11.2	<i>Potencias máximas y mínimas de los subsistemas hidráulicos</i> .....	59
4.11.3	<i>Niveles en que debe entrar la generación hidráulica</i> .....	59
4.11.4	<i>Grupos disponibles y grupos disponibles clasificados por combustibles</i> .....	59
4.11.5	<i>Grupos que se acoplan en festivo y grupos que se acoplan en laborable</i> .....	59
4.11.6	<i>Grupos que pueden realizar parada nocturna y días en que pueden realizarla</i> .....	59

4.11.7 Proporción de combustibles en las centrales multicom bustibles.....	60
4.11.8 Orden de carga de los grupos térmicos .....	60
4.11.9 Interpretación del orden de carga. Aplicación en algoritmos de casación.....	61
4.11.10 Ejemplo .....	62
4.11.11 Orden de carga de los grupos hidráulicos y de los grupos de bombeo .....	63
4.12 RESUMEN DEL CAPÍTULO .....	63
<b>5. SUBMODELO DE NIVEL HORARIO .....</b>	<b>65</b>
5.1 TRATAMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE.....	65
5.1.1 Fallos de los grupos térmicos .....	66
5.1.2 Aportaciones .....	68
5.1.3 Demanda.....	70
5.2 RESULTADOS DEL MODELO.....	71
5.3 SIMULACIÓN DE UNA SEMANA PARA UN ESCENARIO.....	71
5.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE UN ESCENARIO.....	72
5.5 SEGUIMIENTO HORARIO ÓPTIMO DE LA DEMANDA.....	73
5.6 MODELO DE LOS GRUPOS TÉRMICOS.....	73
5.7 MODELO DE LOS SUBSISTEMAS HIDRÁULICOS.....	74
5.8 REPRESENTACIÓN DEL ESCENARIO DE FALLOS, APORTACIONES Y DEMANDA .....	74
5.8.1 Fallos .....	74
5.8.2 Aportaciones .....	75
5.8.3 Demanda.....	75
5.9 CRITERIOS SEMANALES DE EXPLOTACIÓN.....	75
5.10 ESTADO DEL SISTEMA.....	75
5.11 OPERACIÓN HORARIA DEL SISTEMA.....	76
5.11.1 Descripción de los eventos del sistema .....	76
5.11.2 Algoritmo .....	77
5.11.3 Desagregación .....	80
5.11.4 Tratamiento de fallos y reparaciones.....	80
5.12 RESUMEN DEL CAPÍTULO .....	81
<b>6. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>83</b>
6.1 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE REFERENCIA.....	83
6.1.1 Equipo generador .....	83
6.1.2 Factores sujetos a incertidumbre.....	84
6.1.3 Parámetros del modelo .....	84
6.2 RESULTADOS PARA EL CASO DE REFERENCIA.....	84
6.2.1 Producciones globales.....	84
6.2.2 Evolución de reservas en los subsistemas hidráulicos.....	84
6.2.3 Evolución de stocks de combustibles .....	86
6.2.4 Funcionamiento de los grupos térmicos .....	87
6.3 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE ESCENARIOS SEMANALES.....	89
6.3.1 Tipificación de los resultados .....	90
6.3.2 Intervalos de confianza para el coste total de explotación en el caso de referencia.....	90
6.3.3 Intervalos de confianza para el consumo de combustibles .....	91
6.3.4 Intervalos de confianza para las reservas hidráulicas finales.....	91
6.4 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REPRESENTANTES SEMANALES.....	92
6.4.1 Errores en los costes totales.....	93
6.4.2 Errores en los costes de combustibles.....	93
6.4.3 Errores en las producciones de los grupos.....	94
6.4.4 Errores en la evolución de reservas hidráulicas agregadas.....	95
6.5 TIEMPOS DE EJECUCIÓN.....	95
6.6 RESUMEN DEL CAPÍTULO Y CONCLUSIONES.....	96

<b>7. APLICACIÓN DEL MODELO PARA VALORACIÓN DE LA GARANTÍA DE SUMINISTRO A LARGO PLAZO (GSLP)</b> .....	<b>99</b>
7.1 LA GARANTÍA DE SUMINISTRO A LARGO PLAZO(GSLP).....	99
7.2 REMUNERACIÓN DE CAPACIDAD.....	100
7.2.1 Monto unitario.....	100
7.2.2 Asignación a los generadores. Concepto de PEF.....	100
7.3 CÁLCULO DE LA POTENCIA EQUIVALENTE A EFECTOS DE FIABILIDAD.....	101
7.3.1 Cálculo aproximado.....	101
7.3.2 Cálculo detallado.....	101
7.3.3 Factores que influyen en el valor de la PEF.....	101
7.3.4 Cálculo de la PEF de grupos hidráulicos utilizando MADEA.....	102
7.4 RESULTADOS OBTENIDOS.....	104
7.4.1 Número de escenarios semanales simulados.....	104
7.4.2 Simulaciones en un subsistema de gran tamaño.....	104
7.4.3 Resultados sobre simulaciones reducidas en el tiempo.....	105
7.4.4 Estudio sobre un sistema perfectamente adaptado.....	107
7.4.5 Resumen del capítulo y conclusiones.....	107
<b>8. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y FUTUROS TRABAJOS</b> .....	<b>109</b>
8.1 RESUMEN DE LA TESIS Y CONCLUSIONES.....	109
8.2 APORTACIONES.....	112
8.3 FUTUROS TRABAJOS.....	113

## APÉNDICES

<b>A. CONSIDERACIONES SOBRE LA GESTIÓN HIPERANUAL DE LOS EMBALSES</b> .	<b>115</b>
A.1 LA NECESIDAD DE UNOS CRITERIOS DE EXPLOTACIÓN HIPERANUALES.....	115
A.2 DEFINICIÓN DE LA FUNCIÓN DE AJUSTE.....	117
A.3 RÉGIMEN PERMANENTE MEDIO.....	117
A.4 RÉGIMEN NATURAL.....	118
A.5 RÉGIMEN PERMANENTE MEDIO NATURAL BAJO GESTIÓN CLARIVIDENTE.....	119
A.6 DESCOMPOSICIÓN DE LA FUNCIÓN DE AJUSTE.....	119
A.6.1 El régimen natural como referencia cíclica.....	119
A.6.2 Los criterios de aproximación al régimen natural.....	120
A.7 PARAMETRIZACIÓN DEL RÉGIMEN NATURAL.....	121
A.8 DEFINICIÓN PARAMETRIZADA DE LOS CRITERIOS DE ACERCAMIENTO.....	122
A.9 MÉTODO DE CÁLCULO.....	123
A.9.1 Búsqueda directa.....	123
A.9.2 Búsqueda directa parametrizada.....	123
A.10 CASO DE ESTUDIO.....	123
A.10.1 Embalses anuales e hiperanuales agregados. Probabilidad de vertidos.....	124
A.10.2 Embalses anuales e hiperanuales desagregados. Nivel de llenado.....	125
A.10.3 Embalses anuales e hiperanuales desagregados. Desviaciones.....	126
<b>B. SELECCIÓN DE ESTADOS REPRESENTATIVOS MEDIANTE TÉCNICAS DE CLUSTERING</b> .....	<b>129</b>
B.1 DESCRIPCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE CLUSTERING.....	129
B.1.1 Definición.....	129
B.1.2 El criterio de representatividad.....	130
B.1.3 Distintas técnicas de agrupamiento.....	131
B.1.4 El método de encadenamiento.....	131

B.2 APLICACIÓN A LA SELECCIÓN DE ESTADOS REPRESENTATIVOS.....	132
B.3 CRITERIO DE PARADA DE LA AGRUPACIÓN.....	137
B.3.1 Criterio de cobertura.....	137
B.3.2 Criterio de separabilidad.....	140
B.4 OTRAS FORMAS DE ELEGIR LOS REPRESENTANTES.....	141
B.4.1 Direcciones principales.....	141
B.4.2 Según el agua.....	141
B.4.3 Control del índice de mestizaje.....	142
<b>C. IMPLANTACIÓN INFORMÁTICA.....</b>	<b>145</b>
C.1 ESTRUCTURA DE LA IMPLANTACIÓN.....	145
C.2 FICHEROS DE ENTRADA.....	146
C.2.1 Parámetros.....	146
C.2.2 Grupos térmicos.....	146
C.2.3 Subsistemas hidráulicos.....	146
C.2.4 Combustibles.....	146
C.2.5 Demanda.....	147
C.2.6 Aportaciones.....	147
C.3 FICHEROS DE SALIDA.....	147
C.3.1 Resultados anuales.....	147
C.3.2 Consumo de combustibles.....	147
C.3.3 Evolución del nivel de los subsistemas hidráulicos.....	147
C.3.4 Evolución de los stocks de combustibles.....	147
C.3.5 Explotación de los grupos térmicos.....	147
C.3.6 Explotación de los grupos hidráulicos.....	148
C.4 TRANSMISIÓN INTERNA DE DATOS.....	148
C.4.1 Estructura de la comunicación.....	148
C.4.2 Aprovechamiento de soluciones anteriores.....	149
C.5 CONTROL DE ERRORES Y PROBLEMAS DE EJECUCIÓN.....	150
C.6 EL MÓDULO PEF.....	150
<b>D. CASOS DE ESTUDIO.....</b>	<b>153</b>
D.1 CASO REDUCIDO.....	153
D.1.1 Grupos térmicos.....	154
D.1.2 Subsistemas hidráulicos.....	154
D.1.3 Demanda.....	155
D.1.4 Aportaciones.....	156
D.2 EXPLOTACIÓN HORARIA EN EL CASO REDUCIDO.....	156
D.3 CASO DE REFERENCIA.....	157
D.3.1 Grupos térmicos.....	157
D.3.2 Unidades generadoras.....	159
D.3.3 Combustibles.....	161
D.3.4 Curvas de coste futuro para combustibles.....	162
D.3.5 Correspondencia entre grupos térmicos y unidades generadoras.....	163
D.3.6 Correspondencia entre unidades generadoras y combustibles.....	164
D.3.7 Subsistemas hidráulicos.....	165
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>167</b>
<b>TABLA DE SÍMBOLOS.....</b>	<b>177</b>
<b>DIAGRAMAS ANA.....</b>	<b>183</b>



---

# 1. Introducción

---

Esta introducción presenta el enfoque general de la tesis y su estructura.

## **1.1 Enfoque de la tesis**

Desde que en 1882 Thomas Alva Edison desarrollara e instalara las que se consideran las primeras centrales eléctricas de la historia en Londres y Nueva York, los sistemas eléctricos de potencia han experimentado una notable evolución, inseparable del desarrollo de la civilización contemporánea. Esta evolución no sólo ha supuesto un aumento en su tamaño y extensión geográfica sino también en su complejidad y por tanto en los requerimientos necesarios para su correcta utilización.

Los actuales sistemas eléctricos son conjuntos sofisticados de equipos (centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones y redes de reparto y distribución), extendidos e interconectados a lo largo y ancho de la superficie de la tierra y cuyo diseño y utilización requiere estudios complejos. Estos estudios tienen la finalidad de garantizar un funcionamiento que cubra el clásico triple objetivo del suministro de energía eléctrica: cubrir la demanda, con un grado suficiente de fiabilidad y con una eficiencia que garantice el menor coste económico. En la actualidad se añade un cuarto objetivo que es minimizar el impacto sobre el entorno.

La tarea de la explotación, entendiéndola como tal la operación del sistema en su conjunto, desde las decisiones a largo plazo (p. ej. la confección del calendario de mantenimiento de las centrales o de reposición del combustible nuclear) hasta las decisiones en tiempo real (como la reacción ante una subida inesperadamente grande de la demanda), requiere la utilización de modelos matemáticos que permitan valorar las distintas decisiones posibles anticipadamente y optar por las más adecuadas. Estas decisiones se toman en las empresas eléctricas a distinto nivel y en última instancia en los centros de control. No es de extrañar por tanto que los modelos empleados sean muy variados. Estos se distinguen principalmente según su ámbito geográfico, su alcance temporal y su objetivo particular. El tipo de modelos en que se centra esta tesis

corresponde a aquellos que simulan el funcionamiento del sistema bajo diferentes condiciones para obtener la explotación óptima desde el punto de vista económico. No se incluyen consideraciones de seguridad o medioambientales en la determinación de este óptimo, que deben ser tenidas en cuenta con otros modelos.

La simulación realista del funcionamiento de un sistema de la complejidad de un sistema eléctrico de potencia supone reproducir en el modelo los procesos de decisión asociados a éste y el entorno de incertidumbre en que estos tienen lugar. El enfoque que se plantea en esta tesis es la utilización para este objetivo de la técnica matemática denominada simulación cronológica estocástica. Esta técnica ya ha sido usada para la confección de modelos de explotación en el campo que nos ocupa. Sin embargo, las características particulares de esta técnica, que permite el máximo detalle en la simulación, restringe normalmente su aplicación a estudios en que se centra la atención en ambitos de tiempo reducido, dentro de los que se conoce como corto plazo y que no involucra a periodos de más de un mes. El interés de la presente tesis radica en ampliar la potencia algorítmica de la simulación cronológica estocástica a periodos de tiempos más largos de forma que pueda extenderse a la denominada explotación a medio plazo, esto es, con duraciones del orden de un año e incluso superiores.

Esta orientación del modelo ha obligado en primer lugar a identificar varios niveles en el funcionamiento del sistema organizados jerárquicamente, y a representarlos de forma análoga en el modelo. Estos niveles corresponden a distintos ámbitos temporales que quedan representados diferenciadamente en el modelo. Estos ámbitos comprenden las decisiones asociadas al sistema que requieren un año de anticipación, al igual que todas las que comprenden periodos de tiempo inferiores. No se incluyen como tales las decisiones correspondientes a periodos de tiempo más largo, que quedan representadas en el sistema como datos que deben ser proporcionados desde el exterior.

Esta jerarquía temporal del modelo no sólo corresponde a la jerarquía presente en el sistema y en su gestión sino que se encuentra igualmente en el entorno en que se realiza su utilización. Este entorno está constituido en primer lugar por los usuarios, que demandan la energía conforme a su conveniencia y de forma por tanto predecible pero no de forma exacta y con una determinada periodicidad. En segundo lugar el sistema está sujeto a la variación estacional de las condiciones climatológicas, que influyen en la demanda y además que hacen variar los recursos hidráulicos disponibles.

La identificación de esta estructura del sistema se ha hecho utilizando una óptica inspirada en las nociones y métodos de la Ingeniería de Control. Se ha considerado la explotación como un problema de control y se han identificado las variables que constituyen el estado y las consignas de funcionamiento en los distintos niveles del sistema. Este particular punto de vista ha permitido caracterizar claramente el sistema. Además, la estructura de explotación del sistema, vaciada en el molde de la teoría de control ha sugerido enfoques novedosos para el problema de la explotación a largo plazo. Este enfoque se refiere a la formulación de los criterios hiperanuales.

Abordar la simulación de varios niveles del sistema sin simplificarlos a uno solo, como habitualmente se hace en los modelos de corto o medio plazo, obliga a utilizar de forma combinada técnicas de simulación, en su versión cronológica estocástica como ya se ha indicado, con técnicas de optimización. Además, para reducir el número de simulaciones que se han de realizar se ha recurrido a una agrupación de estados significativos mediante técnicas de *clustering* que han permitido reducir el esfuerzo

computacional necesario lo suficiente para que el modelo resulte interesante a efectos prácticos.

La combinación de estos elementos: simulación detallada a medio plazo, enfoque conceptual basado en teoría de control y reducción del tamaño del problema mediante selección de representantes son los elementos fundamentales que caracterizan al modelo que se presenta en esta tesis y que dan origen al resto de sus características.

El sector eléctrico español vive un momento particular debido a su liberalización. La introducción de la competencia en la gestión de un sistema eléctrico de potencia persigue mejorar su eficiencia y supone cambios significativos en su gestión. El modelo desarrollado en esta tesis corresponde a una gestión centralizada; sin embargo el enfoque seguido es válido para otras estructuras del sistema y permite su adaptación o su aplicación para el desarrollo de nuevos modelos. Además, el análisis realizado sistematiza la estructura de la gestión de un sistema eléctrico y es enormemente útil para aclarar las ideas en la difícil tarea de seleccionar o concebir un modelo adecuado para el análisis de un problema en particular.

## **1.2 Estructura de la tesis**

La presente tesis hace en primer lugar una propuesta teórica para la elaboración de un modelo (capítulos 2 y 3), desarrolla en detalle un modelo basado en la teoría presentada (capítulos 4 y 5) y a continuación utiliza éste en distintas situaciones valorando sus resultados (capítulos 6, 7 y 8).

En el capítulo 2 se centra el concepto de simulación que va a utilizar el modelo distinguiéndolo de otras posibilidades. Se describen las características de un programa de simulación en su concepción, desarrollo y utilización. Se revisan otros modelos de simulación cronológica. También se revisan modelos de optimización a largo plazo que son necesarios para alimentar de datos a los modelos de simulación a corto plazo.

Seguidamente, el capítulo 3 se centra en los aspectos conceptuales necesarios para comprender la estructura del modelo. La representación de la misma como asociada a un sistema de control mediante realimentación, la relación simbiótica entre simulación y optimización así como la importancia del principio de no anticipatividad.

Partiendo de los conceptos expuestos, los capítulos 4 y 5 recogen la descripción en detalle del modelo. El capítulo 4 corresponde a los submodelos de nivel anual y semanal, basados en programación lineal entera mixta. Estos dos submodelos se describen conjuntamente debido a su semejanza. A continuación el capítulo 5 especifica el submodelo de nivel horario que realiza la simulación cronológica al máximo detalle. En estos dos capítulos queda igualmente detallada la relación entre los distintos submodelos.

Los resultados obtenidos de la ejecución del modelo aplicado al sistema eléctrico peninsular español se recogen en el capítulo 6. Se valora además la sensibilidad de los resultados a la variación de determinados parámetros de tamaño del modelo, que permiten determinar la efectividad de las simplificaciones realizadas. En el capítulo 7 se aborda el problema de la remuneración de la garantía de suministro a largo plazo, como otra prueba del comportamiento y de la utilidad del modelo.

A partir de los resultados obtenidos en los capítulos anteriores, en el capítulo 8 se establecen las conclusiones a que se llega, se describen las aportaciones de la tesis y se plantean futuros trabajos en la misma línea de investigación.

Toda la información anterior se complementa en distintos aspectos en los apéndices.

En el apéndice A se plantea una formulación novedosa de los criterios hiperanuales de explotación distinta de las clásicas curvas de valor del agua. Esta formulación se basa en el concepto de régimen permanente. Se presentan algunos cálculos realizados para valorar la utilidad de esta formulación.

El apéndice B detalla las técnicas de *clustering* utilizadas para la selección de estados representativos en la simulación.

El apéndice C recoge algunos aspectos informáticos interesantes asociados con la implantación del modelo, que combina el uso del lenguaje C con la herramienta de especificación de modelos algebraicos GAMS.

En el apéndice D se recogen los datos técnicos de los casos de estudio empleados en las simulaciones.

---

## 2. Las técnicas de simulación y la explotación de sistemas eléctricos

---

En este capítulo se describe la simulación como técnica de trabajo científico distinguiéndola de otras posibilidades a la hora de estudiar un sistema y clasificando los distintos tipos. Se describen las características de un programa de simulación en su concepción, desarrollo y utilización. Se realiza a continuación una revisión de la aplicación de la simulación al estudio de los sistemas eléctricos, distinguiendo la técnica de simulación cronológica estocástica como la utilizada por el modelo MADEA. Se revisan otros modelos de simulación cronológica. También se revisan modelos de optimización a largo plazo que son necesarios para proporcionar datos a los modelos de simulación de corto plazo.

### 2.1 ¿Qué es la simulación?

La simulación, más que una disciplina teórica, debe ser considerada como una técnica de trabajo científico a medio camino entre el análisis teórico y el trabajo experimental y con tanta importancia como cualquiera de los dos, debido al avanzado desarrollo actual de los ordenadores. Las definiciones que se encuentran en la literatura son variadas y se centran en distintos aspectos de esta técnica.

Una definición general es la dada por [Bratley, 87] que alude específicamente al tratamiento de un modelo:

Simulation means driving a model of a system with suitable inputs and observing the corresponding outputs.

En muchos casos se habla de simulación refiriéndose sólo a aquella que se realiza con ayuda de un ordenador. En este sentido, una definición clásica, que se puede generalizar a cualquier tipo de sistema, es la de [Naylor, 66] :

A numerical technique for conducting experiments on a digital computer, which involves certain types of mathematical and logical models that describe the behavior of business or economic system (or some component thereof) over extended periods of time.

[Law, 91] sin definirla específicamente se refiere a ella como:

Techniques for using computers to imitate, or simulate, the operations of various kinds of real-world facilities or processes.

Una definición más amplia es la de [Fishman, 78]. Aunque se refiere únicamente a sistemas modelados en eventos discretos, se puede generalizar para todo tipo de sistemas:

Concepts, methods and procedures for modeling the behavior of a discrete-event system, for translating the model into executable code on a digital computer, and for analyzing sample sequences that emerge from the program execution.

Una buena definición, útil para el propósito de esta tesis es la de [Balci, 94]:

Simulation: The process of constructing a model of a system which contains a problem and conducting experiments with the model on a computer for a specific purpose of experimentation to solve the problem.

En definitiva, consideraremos la simulación como la técnica de trabajo científico consistente en construir un modelo de un sistema y utilizarlo sistemáticamente para obtener resultados numéricos con el objetivo de estudiar dicho sistema.

## 2.2 Tipos de simulación

Dada la variedad de enfoques con que se han utilizado las técnicas de simulación desde distintos campos, es difícil clasificar de manera estricta los tipos de simulación. Igualmente, a la hora de nombrar los distintos tipos se producen variedades y abusos de lenguaje que complican aún más esta labor.

En una aproximación general podemos hablar de **simulación analógica** o física cuando las magnitudes del sistema se representan mediante magnitudes análogas en otro sistema más fácil de tratar que el que se estudia. Esta técnica se utiliza por ejemplo en túneles de viento, modelos a escala (maquetas), calculadores analógicos, etc. En estos casos, los modelos utilizados se denominan icónicos. Esta técnica se utilizó extensamente hasta los años 70 para el estudio de sistemas eléctricos en los llamados TNA (*transient network analyzers*) que resultaban una verdadera representación a escala de la red que permitía un estudio directo del comportamiento del sistema en situaciones anómalas. Ver [Robert, 54] y [Frediani, 54].

En contraste, la **simulación matemática**, también llamada digital o abstracta, representa el sistema mediante objetos matemáticos y lógicos. Este tipo de simulación puede ser llevada a cabo manualmente aunque esto sólo se haga con fines pedagógicos. Más comúnmente se recurre a la ayuda de un ordenador. Podemos considerar un tipo intermedio en el que se combinan ambas denominada **simulación híbrida** [Bratley, 87] en la que se simula el comportamiento de partes de un sistema real no disponibles para probar el resto del sistema. En lo sucesivo se tratará exclusivamente de la simulación matemática. Esta técnica se utiliza en la actualidad de forma muy extendida en todos los campos del saber: física, química, biología, economía, ingeniería etc.

Dentro del campo de la simulación matemática (sin pretender ser exhaustivo dada la amplitud e indefinición ya citada) y orientándonos al campo de los sistemas eléctricos podemos hablar de simulación determinista, simulación de Monte Carlo, simulación aleatoria, simulación probabilista y simulación cronológica. Esta última es la que utiliza nuestro modelo. Describiremos brevemente las otras para centrarnos finalmente en ella.

La **simulación determinista** es la que trabaja con un modelo determinista, es decir, aquél que tiene una solución única y determinada por los datos del problema. Esta técnica se utiliza por ejemplo para análisis de circuitos e incluye métodos de integración numérica como el de Runge-Kutta [Stagg, 68]. Si el sistema se representa a intervalos muy pequeños de tiempo respecto a las constantes de tiempo de sus componentes, también se denomina simulación continua.

La simulación de Monte Carlo en sentido estricto supone que estamos muestreando distribuciones estadísticas que forman parte del modelo. Adicionalmente supone que estamos trabajando con un modelo en el que el tiempo no juega un papel fundamental, es decir un modelo estático [Rubinstein, 81]. De forma menos precisa, podemos hablar de **métodos de Monte Carlo** aplicados a simulación siempre que nuestro modelo incluya el muestreo de distribuciones estadísticas.

Los tres tipos de simulación digital que siguen (aleatoria, probabilista y cronológica) son estocásticos en el sentido de que el sistema que se modela está sujeto a incertidumbre y esto queda reflejado en el modelo. Este tipo de simulación se denomina frecuentemente simulación de Monte Carlo, abusando del lenguaje. Además podemos calificarlos de dinámicos porque la representación de la evolución del sistema en el tiempo juega un papel fundamental.

La **simulación aleatoria** estudia un sistema examinando intervalos elegidos al azar dentro del ciclo de vida del sistema. Las condiciones iniciales para cada intervalo son elegidas de forma aleatoria, por lo que no hay continuidad entre intervalos. Este tipo de simulación ha sido usada frecuentemente para el análisis de sistemas eléctricos como se comentará más adelante. Una técnica distinta a ésta es la que en el contexto de los sistemas eléctricos se denomina **simulación probabilista**, y es aquélla que representa la aleatoriedad en la generación obteniendo una demanda equivalente combinando mediante la convolución los fallos de los generadores con la curva duración-carga de la demanda [Baleriaux, 67]. Ni la simulación aleatoria ni la simulación probabilista tienen en cuenta la cronología en la representación del sistema.

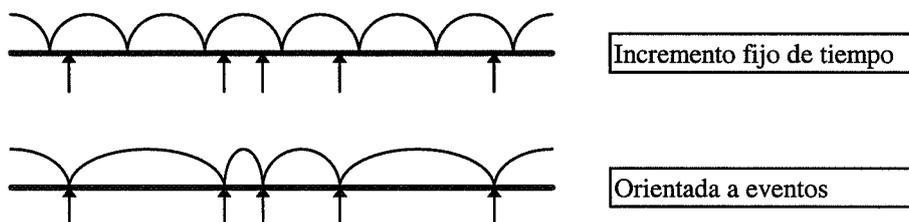


Fig. 2-1 Dos enfoques distintos en la simulación cronológica estocástica.

En contraste, la **simulación cronológica**, o simulación cronológica estocástica, representa un sistema examinando los intervalos de tiempo en secuencia cronológica. La simulación aleatoria se ha preferido tradicionalmente a la cronológica para el análisis de

sistemas eléctricos. Sin embargo, hay argumentos de peso para aceptar que hay situaciones en que es más ventajosa la simulación cronológica. Esta discusión se desarrolla en [Román, 94] y [Rivier, 98]. Otra denominación utilizada para este enfoque es la de simulación secuencial (*probabilistic sequential methods*).

Volviendo a la simulación cronológica, según el tratamiento que se dé al avance del tiempo podemos hablar de un enfoque de tiempo discreto (*time-step*) y un enfoque orientado a eventos discretos (*next event* o *discrete event*) [Law, 91] también denominados enfoques síncrono y asíncrono [Bratley, 87]. En el enfoque de incremento fijo se considera que el tiempo avanza a intervalos fijos y que los eventos sólo pueden ocurrir en instantes prefijados. En el enfoque orientado a eventos, la simulación se realiza considerando intervalos de tiempo que van abarcando hasta el evento más próximo y, por lo tanto, son de tamaño desigual. Ver Fig. 2-1. El primer enfoque tiene el inconveniente de que se introducen errores al no considerar los eventos en el instante exacto en que ocurren. Además, dos eventos asignados al mismo intervalo, pueden ser tratados en el orden incorrecto. Sin embargo, considerar intervalo fijo facilita los cálculos y la implantación del modelo, aunque puede alargar los tiempos de ejecución.

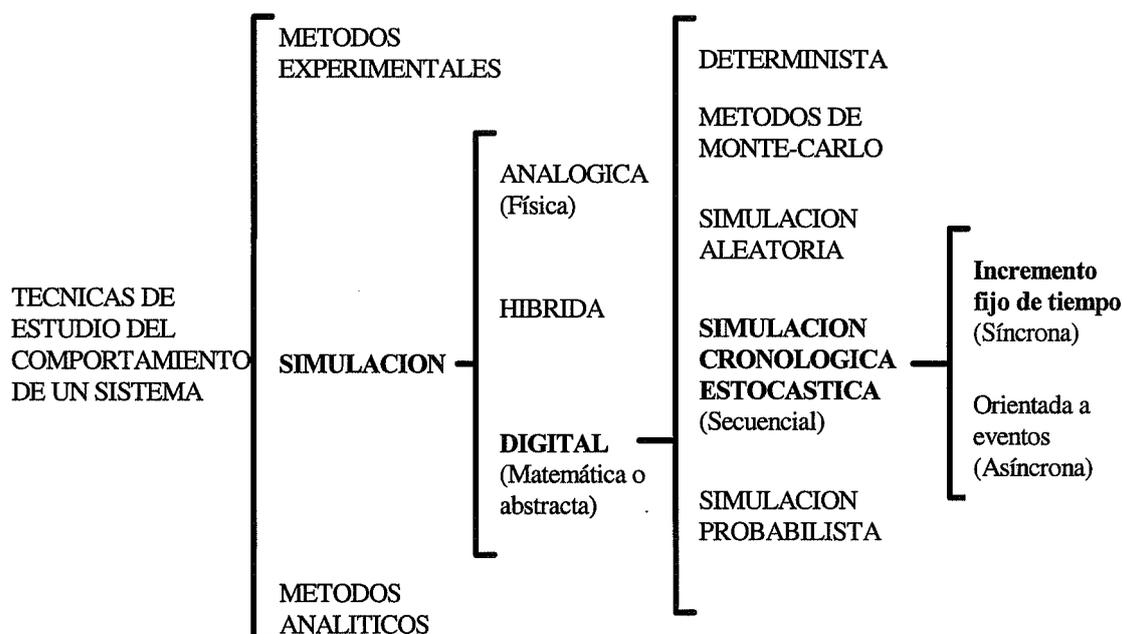


Fig. 2-2 Representación esquemática de los tipos de simulación.

### 2.3 ¿Qué es MADEA?

MADEA es el modelo que se presenta como resultado de la presente tesis.

MADEA es un modelo que representa un sistema eléctrico en varios niveles. En el de más detalle se utiliza un submodelo de simulación cronológica estocástica. Queda excluido de esta consideración el tratamiento de los fallos, que se hace con un enfoque de simulación aleatoria. El tratamiento del tiempo se hace según el enfoque de incremento fijo. Los inconvenientes que supone este método quedan paliados por el tamaño reducido del intervalo que se considera.

A pesar de haber utilizado el enfoque de incremento fijo, en la implantación informática se ha considerado la posibilidad de utilizar aspectos de la técnica del enfoque orientado

a eventos, que es más clara y flexible, y permite utilizar alternativamente esta técnica. Para hacer esto, se ha considerado que el tiempo es discreto, pero que no necesariamente en todos los instantes de tiempo discreto se producen eventos, con lo cual, cuando esto no ocurra se puede avanzar más rápido en la simulación.

Además de utilizar la técnica de simulación cronológica estocástica, MADEA utiliza técnicas de optimización para poder extender la simulación a periodos largos de tiempo tal y como se describirá a lo largo de esta tesis.

## **2.4 Características de las técnicas de simulación**

Las técnicas de simulación tienen determinadas características que las hacen especialmente interesantes para algunas aplicaciones, tanto para diseño como para análisis de sistemas ya existentes. A menudo se oponen estas técnicas a las técnicas analíticas. Aquí no se entrará en esta comparación. De hecho ambos tipos de técnicas tienen situaciones definidas en que son adecuadas y muy frecuentemente, como se verá en esta tesis, se usan en combinación.

La principal característica de las técnicas de simulación es su **capacidad descriptiva**. El reflejo de las características de un sistema que hace un modelo de simulación (partes del sistema, interacciones entre ellas, factores externos, regulación etc.) es descriptiva, es decir incluye cada aspecto de forma individualizada, haciéndolas interactuar de forma análoga a como lo hacen en la realidad. Esto permite poder reproducir la secuencia temporal de los sucesos del sistema. Mediante la simulación podemos dotar del máximo nivel de detalle en nuestro modelo e incluir la influencia de numerosos factores. La inclusión en el modelo de más características, que aumenten el nivel de detalle, tiene un impacto cuantitativo en su complejidad y no cualitativo. Por ejemplo, el hecho de que incluyamos en nuestro modelo retrasos o no linealidades no supone que sea más difícil de resolver sino que añadimos más cálculos en algún momento de la representación. Esta potencialidad debe manejarse adecuadamente para incluir en el modelo los detalles que resulten significativos, evitando representar características que no tengan una influencia importante en el funcionamiento global. Debido a lo anterior, la simulación está especialmente indicada para representar un sistema donde conviven elementos de naturaleza muy diversa: decisiones humanas, sistemas de control, factores ambientales. Un ejemplo de este tipo de sistema son los sistemas económicos competitivos.

En algunas situaciones la simulación es la **única solución** para abordar la representación de un sistema. Sin embargo, esto no supone que por ello sea una técnica de segundo orden a utilizar como último recurso. La simulación permite por ejemplo valorar soluciones analíticas que se han obtenido despreciando determinados factores, cuantificando el nivel de error al que llevan las simplificaciones realizadas.

La simulación permite obtener en muchos casos datos del funcionamiento real de un sistema con mayor facilidad que tomando medidas en el mismo. Frecuentemente los sistemas que utilizan aprendizaje (entre ellos los aplicados al estudio de diversos aspectos de los sistemas eléctricos de potencia) emplean la simulación como fuente de datos. La simulación proporciona además mayor control sobre las condiciones experimentales permitiendo aislar el efecto de los distintos factores y elimina además los errores de medida. En definitiva, podemos calificarla como una técnica que da respuesta a preguntas del tipo “**Qué pasaría si ... ?**” Esto nos permite utilizarla para valorar sensibilidades de la respuesta del sistema a distintos factores: fallos en alguno de

los componentes del sistema, cambios en el diseño, variaciones en las condiciones de operación o modificaciones en los criterios de operación o control.

Uno de los atractivos de la simulación es su capacidad **para comprimir o expandir el tiempo**. Mediante la simulación se puede recrear en unos minutos lo que ocurre durante un año, y por tanto predecir el comportamiento de un sistema. Un ejemplo de gran interés de este tipo son las aplicaciones meteorológicas. Pero también se puede expandir el tiempo y determinar en detalle lo que ocurre en algún instante interesante de nuestro fenómeno. De hecho, las técnicas de simulación comenzaron a utilizarse durante la segunda guerra mundial por Von Neumann y otros científicos para estudiar el comportamiento de las partículas subatómicas en las reacciones de fisión. En definitiva, la simulación permite centrarse en lo que ocurre en un determinado momento o una determinada situación con nuestro sistema.

Otra característica importante de las técnicas de simulación es su **valor pedagógico**. Contar con un modelo de simulación de un sistema permite observar en detalle su funcionamiento y comprender el mecanismo de los distintos fenómenos que suceden. En el caso de los sistemas eléctricos y otros similares, esto supone la gran ventaja de que los resultados obtenidos tienen el formato con el que están acostumbrados a trabajar los operadores, lo que facilita su interpretación. También existen sistemas que utilizan la simulación para el entrenamiento de los operadores, como el descrito en [Wang, 94].

Existen sin embargo dos problemas que hacen que en algunos casos no sea recomendable el uso de técnicas de simulación. En primer lugar el coste de construcción del modelo, y en segundo el elevado coste computacional que puede suponer su ejecución.

El primer problema se refiere al **desarrollo del modelo** de simulación. Éste puede ser complicado así como su mantenimiento. Este inconveniente se minimiza utilizando técnicas adecuadas de desarrollo así como lenguajes específicos para simulación (p.ej. GPSS, SIMSCRIPT, SIMULA etc.) [Bratley, 87] Estos lenguajes facilitan e incluso evitan las labores comunes a cualquier simulación: generación de números aleatorios, muestreo de distribuciones estadísticas, control del reloj de simulación, gestión de eventos y tratamiento estadístico de los datos y resultados. En [Schriber, 74] se describen estos aspectos para GPSS (General Purpose Simulation System), uno de los lenguajes de simulación más populares. En cuanto a las técnicas de desarrollo aplicadas a simulación, las principales se encuentran descritas en [Balci, 94].

El segundo problema es de diseño del modelo, que puede estar **limitado por los recursos informáticos**. En algunos casos sólo se podrá llegar tan lejos como permitan los ordenadores de los que se disponga.

## ***2.5 El ciclo de vida de un proyecto de simulación***

En el desarrollo de un proyecto de simulación se pueden aplicar técnicas generales de ingeniería del software. Sin embargo, la creación y utilización de un modelo de simulación tiene características peculiares tal y como señala [Balci, 94]:

Significant differences exist between simulation software engineering and other types of software engineering. First, simulation software engineering corresponds to simulation modeling and as such the art of modeling should be applied. Second, the results are obtained by experimenting with the simulation program (experimental model) as opposed to just executing it once like other types of programs. Third, the results are descriptive and must be carefully interpreted to come up with a solution to the problem. Fourth, software requirements specification corresponds to problem (system) description. Validation is conducted by comparing the model (computer program) with the system description as opposed to with the requirements specification. In spite of these differences, all software VV&T (Validation, Verification and Testing) techniques are directly applicable for simulation models.

Simplificando los pasos presentados por este autor podemos distinguir:

1. **Fase inicial de formulación del problema.** A partir del análisis de las especificaciones del sistema, entrevistas con los expertos conocedores del mismo y de la observación de medidas del mismo (si el sistema que se pretende representar existe ya) se determinan las características del sistema y los objetivos de la simulación.
2. **Fase de diseño conceptual.** Se define el modelo de simulación. Esta definición se puede realizar a distintos niveles, desde especificaciones conceptuales hasta especificaciones informáticas del máximo detalle.
3. **Fase de implantación.** El resultado de esta fase es un modelo experimental completo y listo para su utilización.

Las fases 2 y 3 suponen la utilización de técnicas de verificación y validación del modelo, que pueden llevar a un rediseño conceptual con lo que se repite el proceso desde la fase 2. El resultado es que el modelo de simulación se refina en cada uno de estos ciclos. Ver Fig. 2-3.

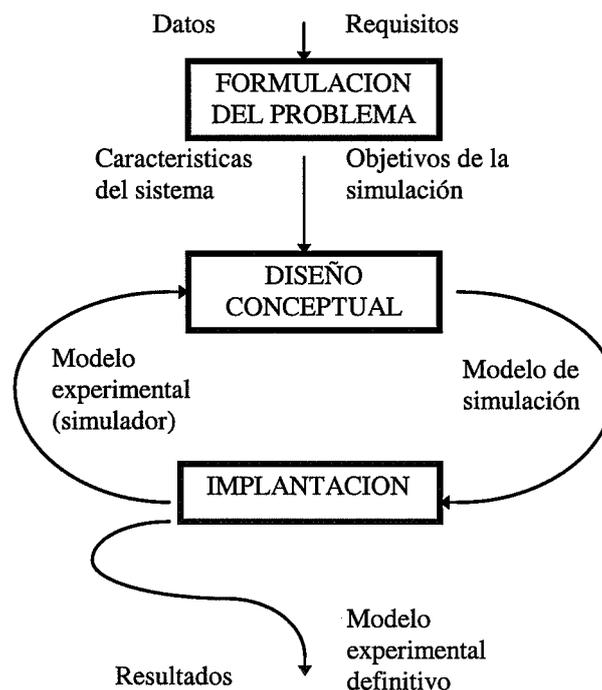


Fig. 2-3 Ciclo de vida de un proyecto de simulación. El trabajo en las fases de diseño conceptual e implantación, se lleva a cabo utilizando técnicas de verificación y validación.

El trabajo de verificación tiene como objetivo asegurarse de que el modelo ha sido construido correctamente y detectar todos los errores que puedan aparecer en su implantación. Es decir, asegurarse que el modelo experimental se ajusta al modelo de simulación. Las principales técnicas de verificación aplicables a un modelo de simulación son la verificación manual de la lógica, pruebas modulares, comparación con soluciones conocidas, pruebas de sensibilidad frente a algún dato de entrada y pruebas de comportamiento frente a datos extremos.

Por otro lado, lo que persigue la tarea de validación es asegurarse de que el modelo que se ha construido es el correcto, es decir que el modelo de simulación está suficientemente cerca del sistema para el propósito de nuestro estudio. Según [Bratley, 87]:

We seek to ensure that simplified models are not simple-minded. On the other hand, provided a model is valid, the simpler it is, the better.

La validación de un modelo supone valorar el alcance de las simplificaciones que se hayan hecho en su elaboración. Entre las más comunes están la simplificación de funciones, las hipótesis sobre distribuciones de las variables aleatorias, las hipótesis de independencia entre las mismas, la agregación tanto temporal como de recursos y las hipótesis de variación lenta en el tiempo de determinadas variables.

El trabajo de validación implica, utilizando las denominaciones de [Kleijnen, 87], el uso de determinadas técnicas estadísticas específicas que podemos dividir en tácticas y estrategias. Las tácticas de simulación son técnicas que permiten, manteniendo los parámetros de entrada al modelo constantes, determinar cuántas veces es necesario ejecutar el modelo y cuál es el valor de la estimación obtenida de las variables, p. ej. cálculo de intervalos y niveles de confianza, etc. Las estrategias de simulación ayudan a analizar correctamente los resultados obtenidos (Análisis de Regresión) y también a determinar cómo variar los parámetros del modelo para obtener los resultados de la forma más eficaz (Diseño de Experimentos).

## **2.6 Estado del arte**

### **2.6.1 Simulación cronológica estocástica frente a simulación aleatoria**

A pesar del tiempo que llevan establecidos los principios básicos de la simulación cronológica y de determinados recelos que se han tenido, hay actualmente interés tanto académico como industrial hacia ella. Prueba de esto es que se han desarrollado y se continúan desarrollando paquetes informáticos para realizar proyectos de simulación utilizando lenguajes orientados a objetos. Por ejemplo, C++SIM, que es un derivado del lenguaje SIMULA [Little, 93] o, también en C++ SimPack, desarrollado en la Universidad de Florida [Fishwick, 96].

Son muchos los modelos que utilizan simulación para estudiar el comportamiento de los sistemas eléctricos, tanto para planificar y valorar su explotación como para determinar su expansión. Existe una tradición de modelos basados en simulación aleatoria. Esta se prefería a la cronológica suponiendo que el tiempo de cálculo necesitado por estos modelos es menor, lo cual no siempre es cierto.

Entre los modelos más característicos que utilizan simulación aleatoria se encuentran MEXICO [Dodu, 85] desarrollado por EDF para estudiar la red francesa, SECRET

[Salvaderi, 88] desarrollado por ENEL para la red italiana, CONFTRA [Pereira, 88] desarrollado en Brasil y CREAM [EPRI, 90].

Los modelos de simulación aleatoria no siempre resultan más rápidos que los de simulación cronológica estocástica. Hay que tener en cuenta que los primeros requieren la construcción del estado inicial del sistema en el periodo que se ha elegido para la simulación lo que supone un consumo de tiempo de cálculo que hay que tener en cuenta. Además a veces se simulan situaciones de poca relevancia que no representan el sistema para acceder a las situaciones interesantes. En el caso de la simulación cronológica estocástica, el avance de un instante de tiempo al siguiente es rápido por no suponer grandes cambios en el sistema, lo que acelera los cálculos. Además resulta más fácil concentrarse en las situaciones de interés.

Otras ventajas que presenta la simulación cronológica estocástica frente a la aleatoria es que permite representar la dependencia de los periodos sucesivos debida a los niveles de agua en los embalses y de *stocks* de combustibles. Además la representación que se obtiene del sistema estadísticamente es más rica.

### 2.6.2 Modelos que utilizan simulación cronológica estocástica

Es preciso aclarar que para simular periodos de tiempo que superen el corto plazo (digamos más de una semana) es necesario combinar la simulación cronológica estocástica u otro tipo de simulación con técnicas de optimización probabilista (por ejemplo programación dinámica estocástica) para incluir consideraciones de largo plazo que la simulación no puede tener en cuenta. Esta tesis propone un enfoque novedoso para esta combinación. Se describen a continuación otros modelos de explotación mediante simulación cronológica estocástica. Se señalan sus características fundamentales para permitir la comparación con el modelo que se propone. En ellos se utiliza optimización probabilista o simulación cronológica o ambas de forma combinada, como se detallará más adelante, para abordar el problema que nos ocupa.

- ***Simulación secuencial***

Un trabajo muy interesante y en el que se combinan distintas técnicas con gran elegancia es el descrito en [Rivier, 98]. En él se describe la explotación de un sistema de forma cronológica considerando los datos de orden superior como conocidos. Sin embargo, se permite modificar algunos de estos datos de partida, como las cuotas de agua, pero penalizando esta modificación. El estado de las unidades de generación se trata mediante optimización de forma que se tiene en cuenta la red y se lleva a cabo un flujo de cargas óptimo. El enfoque es de simulación orientada a eventos de forma que hecha la optimización para un estado del sistema, ésta no se repite salvo que alguna restricción del algoritmo de optimización pase de activa a inactiva o viceversa. La idea más novedosa de este enfoque es el uso de programación paramétrica [Fuente, 93] que permite localizar fácilmente el punto óptimo de explotación a partir del óptimo hallado en las anteriores condiciones. Los cambios en las condiciones de explotación debidos a modificaciones del valor de la demanda, así como a fallos en las líneas o conexión de nuevas líneas, se consiguen modelar dentro de la representación permitida por esta técnica. A este enfoque particular de la simulación cronológica se lo conoce como simulación secuencial.

- **PWRSYM**

PWRSYM [Babb, 87] utiliza simulación cronológica estocástica y representa la explotación hora a hora proporcionando un marco para planificar a corto, medio y largo plazo así como para valorar planes ya diseñados. Proporciona la posibilidad de representar los fallos bien de forma determinista, bien mediante simulación de Monte Carlo. Además cuenta con una tercera posibilidad en que se realiza un despacho probabilista sin optimizar la asignación de unidades ni realizar el despacho económico, lo cual no es muy adecuado. El año completo se representa mediante un conjunto de semanas-tipo.

- **PROSYM**

El modelo PROSYM [Lee, 93] fue diseñado en una gran parte por el creador de PWRSYM. Tiene igualmente una representación horaria de la demanda en la que no presenta aleatoriedad. Los escenarios planteados se refieren únicamente a fallos. Permite alternativamente usar también simulación probabilista o métodos basados en cadenas de Markov. El encadenamiento de las simulaciones semanales se produce de forma que cada simulación de una semana es punto de partida para otra de la siguiente. Permite algunos métodos de reducción de varianza. Las unidades tanto térmicas como hidráulicas se representan de forma individualizada. Permite modelar intercambios de energía con sistemas externos. La asignación de unidades se basa en costes ficticios y se hace intentando igualar los costes a lo largo de todo el periodo de explotación mediante métodos de búsqueda. El principal punto débil de este modelo es que aunque permite modelar el almacenamiento estacional de energía, debido a que las programaciones de unidades se realizan con un horizonte semanal, no es capaz de optimizar este aspecto.

- **BENCHMARK**

Otro modelo clásico de programación a largo plazo mediante simulación cronológica estocástica es BENCHMARK [EPRI, 88]. Su representación del sistema es limitada frente a otros modelos. Tiene completamente agregada la producción hidráulica. No hay representación de una gestión de la carga controlada por el despacho. La representación de los fallos sólo permite duraciones en éstos de una semana. El modelo BENCHMARK tiene semejanzas con PWRSYM sin embargo en algunos aspectos, como por ejemplo la representación del bombeo, son diferentes. Una comparación práctica de ambos modelos puede verse en [Beune, 87].

- **UPLAN**

UPLAN [LCG, 90] es una herramienta de propósito general formada por un conjunto de modelos de simulación y optimización a corto y largo plazo con la posibilidad para el usuario de relacionarlos entre sí. Cuenta con un modelo de simulación cronológica (UPLAN-C), que calcula diariamente la programación semanal y a partir de ella lleva a cabo una simulación horaria.

- **ICARUS**

El modelo ICARUS [DAEDALUS, 90] es un modelo de gran interés debido a la variedad de aspectos que incorpora en la simulación. El nivel de simulación es horario y se realiza una predicción de la demanda en base a registros históricos. Los fallos se incluyen en el modelo mediante simulación de Monte Carlo. Este modelo tiene en

cuenta la red de transporte. Otros detalles que incluye son contratos a largo plazo, intercambios internacionales, gestión de la demanda y gestión anual de combustibles. La optimización de la producción se realiza para periodos entre dos y siete días según la disparidad que se presente con la explotación prevista. En esta optimización la generación hidráulica se representa como embalse único.

- **SECE**

El programa SECE [Román, 94b], [Román, 94c], reproduce mediante simulación cronológica estocástica la explotación de un sistema hidrotérmico hora a hora por periodos de un año. SECE consta de dos modelos principales, uno para realizar la planificación de la explotación y otro para realizar el control de la explotación.

El modelo de planificación de la explotación, para cada semana realiza una programación óptima con detalle diario con énfasis en el modelado del sistema hidráulico que incluye una programación de unidades (*unit commitment*) simplificada. A continuación con los resultados obtenidos realiza para cada día una programación óptima con detalle horario. En este modelo se utiliza la demanda esperada, las aportaciones esperadas y no se tienen en cuenta los fallos de las centrales.

El modelo de control de la explotación con estos resultados calcula las variables de explotación óptima frente a una demanda simulada distinta de la esperada, unas aportaciones simuladas, igualmente distinta de las esperadas y teniendo en cuenta los fallos de las centrales. En caso de que ocurra un fallo se recalcula la explotación óptima para las horas restantes excluyendo la central fallada.

La incertidumbre en SECE se trata considerando un conjunto de escenarios anuales, pero a nivel semanal la demanda y aportaciones simuladas son únicas en cada uno de ellos.

Otro aspecto interesante de este modelo es que en la optimización semanal, se utilizan unas consignas de gasto de agua tabuladas que se calculan mediante otra herramienta, basada en programación dinámica (denominada OBOE). Estas consignas son función del embalse, del nivel del mismo y de las aportaciones esperadas.

- **MASTER**

Un modelo reciente que utiliza la simulación cronológica para valorar la fiabilidad de la red eléctrica es MASTER [Román, 96]. Este modelo considera un periodo de estudio de un año a intervalos de una hora. En él se representa la red eléctrica mediante un flujo de cargas en continua lo que permite tener en cuenta todo tipo de incidencias en las líneas. La fiabilidad se cuantifica mediante los índices habituales [Billinton, 84] y también obteniendo una valoración del coste asociado a las interrupciones ocurridas en el sistema. Otro aspecto interesante de este modelo es que tiene en cuenta la correlación entre las condiciones atmosféricas y las probabilidades de fallo de los equipos.

### 2.6.3 Simulación cronológica estocástica y simulación probabilista

Algunos autores han tratado de combinar las ventajas de la simulación estocástica y la simulación probabilista descrita más arriba. Este enfoque, descrito en [Chung, 97] requiere resolver un problema de programación con función objetivo no lineal y restricciones lineales para minimizar el coste total de explotación. En éste se tiene en cuenta la energía suministrada y la no suministrada calculándola con métodos de

simulación probabilista que tienen en cuenta la cronología de la curva de carga.

#### 2.6.4 Modelos que utilizan programación dinámica estocástica

Ya se ha comentado que para simular periodos de tiempo que superen el corto plazo es necesario combinar la simulación cronológica estocástica con técnicas de optimización probabilista para incluir consideraciones de largo plazo. La técnica más comúnmente extendida es la programación dinámica estocástica (SDP). El principal modelo que utiliza esta técnica en España es MITRE.

- **MITRE**

El modelo MITRE, es utilizado actualmente por Red Eléctrica de España para la programación y valoración de la explotación anual del sistema español. Sus características se detallan en [REE, 90]. Es un modelo en que se da más detalle a la representación de la generación hidráulica que a la térmica en sus versiones primeras. Este modelo se basa en programación dinámica estocástica [Bertsekas, 87]. Se utiliza programación con función objetivo no lineal y restricciones lineales para buscar la decisión óptima en cada paso de la programación dinámica. El modelo MITRE ha sufrido diversas modificaciones a lo largo de su existencia. Las más recientes se detallan en [REE, 96]. Estas modificaciones han permitido, por ejemplo, incluir la gestión de cuotas de combustibles. En esta gestión, se trata a las centrales térmicas como hidráulicas con aportaciones tratadas como variables estocásticas con distribuciones conocidas, de forma que existen curvas de coste futuro asociadas a la gestión de los *stocks* de combustibles fósiles. MITRE es un modelo de optimización, aunque adicionalmente se utiliza para valorar mediante simulación cronológica la explotación del sistema durante un año. Para ello se generan aleatoriamente series de aportaciones únicamente con nivel de detalle semanal para realizar simulaciones cronológicas. Una descripción completa del sistema eléctrico español y la forma en que se lleva a cabo su explotación óptima se encuentra en [Moreno, 95].

El uso de programación dinámica clásica presenta dos problemas. En primer lugar, es necesario discretizar el nivel de los embalses a un número finito de estados, lo que resta precisión a los cálculos. En segundo lugar, y más grave, si se considera un número grande de embalses se multiplica el número de estados posibles del sistema. Este problema de explosión combinatoria se conoce como “maldición de la dimensionalidad” y hace que los problemas lleguen a ser inabordables por su tamaño.

MITRE aprovecha las características propias del sistema hidráulico español para hacer simplificaciones específicas que permitan resolver el problema. MITRE representa la función de coste futuro mediante su valor en un conjunto de puntos al que se le añade la información sobre el valor de las derivadas del mismo respecto a los niveles de todos los embalses. Los valores de la función de coste futuro en otros puntos se calcula por integración a partir de un punto conocido.

Los puntos donde se calcula la función de coste futuro en cada etapa se eligen teniendo en cuenta factores como el hecho de que algunas cuencas españolas tienen muy poca capacidad de gestión de avenidas de agua y por tanto se puede considerar que la explotación de los embalses de una cuenca de esas características se hace para niveles semejantes en todos sus embalses simultáneamente. Igualmente se tiene en cuenta que las zonas donde se encuentra la mayor parte en potencia de la generación hidroeléctrica en España, tienen fuerte correlación en cuanto a hidraulicidades. Así pues se realiza una

agregación adaptada a las características del sistema.

El valor de las derivadas de la función de coste futuro respecto a las reservas iniciales en los embalses, para poder realizar una integración a partir de las mismas, se extiende hasta el punto en que sea necesario aprovechando la continuidad y monotonía de sus valores. El valor de estas derivadas se obtiene de la optimización parcial de cada etapa de forma sencilla, puesto que ésta se realiza como ya se ha dicho mediante programación con función objetivo no lineal y restricciones lineales y por tanto el algoritmo da como resultado los valores marginales.

El modelo MITRE, que se viene utilizando para la gestión coordinada del sistema eléctrico peninsular español en los últimos años, tiene la ventaja práctica de ser aceptado por los explotadores locales de las cuencas. Sin embargo, las simplificaciones que introduce en sus cálculos hacen que presente determinadas deficiencias. En particular, cuando se necesita que el tiempo de cálculo no sea excesivo, se hacen agregaciones extremas a dos únicos embalses. Este tipo de agregaciones no son aceptables para estudios en los que se quiera contemplar la gestión de *stocks* de carbón en los que cada parque térmico se trata de forma semejante a un embalse hidráulico.

### 2.6.5 Alternativas a la programación dinámica estocástica clásica

El hecho de agregar los embalses lleva a resultados incorrectos en la explotación cuando existen diferencias entre las aportaciones de los distintos embalses que se están teniendo en cuenta (caso del sistema español) o si la capacidad de regulación es pequeña. Además de errores elevados en los resultados, se pueden producir violaciones en los límites de los embalses que no se están considerando por separado tal y como se muestra en [Rivera, 90]. A continuación se describen diversas estrategias para abordar el problema de explotación a largo plazo conservando la desagregación de los embalses.

- ***Programación dinámica combinada con métodos iterativos***

En [Rivera, 89] se plantea una solución para un esquema general de sistema hidráulico con todo tipo de restricciones. El problema de optimización que resulta tiene una función objetivo no lineal y un conjunto de soluciones factibles no convexo. El algoritmo de solución se basa en utilizar programación dinámica de forma iterativa, considerando en cada iteración un solo embalse como variable a optimizar dejando los demás en el nivel alcanzado en la anterior iteración. Este método converge de forma rápida a un óptimo aceptable. Al igual que la programación dinámica, se requiere discretizar las variables que se optimizan.

- ***Descomposición multinivel (SDDP y similares)***

Una variante del algoritmo clásico de programación dinámica estocástica es la denominada programación dinámica estocástica dual (SDDP) [Gorenstin, 92]. En este método en lugar de discretizar las variables de decisión, se consideran continuas y se aproxima la función de coste futuro mediante una función lineal por tramos. Esta aproximación se va mejorando de forma iterativa. El algoritmo SDDP divide el problema de optimización en varias etapas ligadas entre ellas por restricciones comunes y resuelve las etapas una a una mejorando las soluciones iterativamente.

En cada iteración, se hace un barrido hacia atrás en el que se calculan los nuevos tramos de las funciones de coste futuro para cada etapa y un barrido hacia adelante en que

mediante simulación se determinan los puntos en los se van a calcular los nuevos tramos en la siguiente iteración. Este proceso se repite hasta que se obtiene una aproximación suficiente en las curvas de coste futuro, teniendo en cuenta que se pueden obtener cotas de la función.

En este método no se plantea ningún tipo de estructura jerárquica, sin embargo, las simulaciones que se realizan hacia adelante se hacen de forma cronológica y constituyen resultados de explotación del sistema.

Este método es análogo al algoritmo de descomposición de Benders [Benders, 62] en el que se van añadiendo vértices a la aproximación hasta que se obtiene una buena tolerancia en la solución, aplicado de forma reiterada. Se denomina descomposición de Benders multinivel. Al realizar el barrido hacia atrás se pasan valores duales de las soluciones parciales y al hacer el barrido hacia adelante, se pasan nuevas propuestas de valores primales para las variables de decisión.

La estructura de las funciones de coste en programación dinámica estocástica tradicional y dual es semejante pero con diferencias significativas. En el primer caso la aproximación se obtiene por interpolación entre varios puntos calculados, con lo que la curva utilizada es una cota superior del valor real. En el segundo caso, se obtiene por extrapolación de un conjunto de tramos que es un subconjunto del total que constituye la curva real, así que se trata de una cota inferior de la misma que podemos llegar a aproximar todo cuanto haga falta. Ver Fig. 2-4.

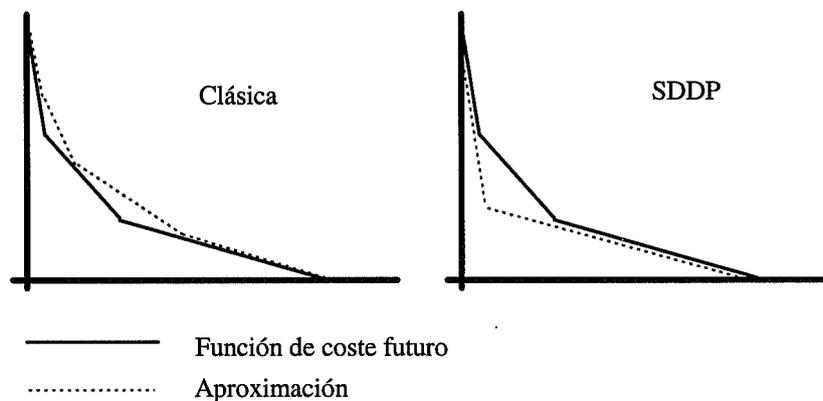


Fig. 2-4 Funciones de coste futuro aproximadas en programación clásica y dual.

El algoritmo SDDP supera al tradicional porque al calcular la función de coste de forma detallada sólo en torno a los puntos por donde pasan las trayectorias calculadas, el tiempo de cálculo es considerablemente menor y no hace falta hacer ningún tipo de simplificación en el planteamiento del problema.

La idea de enfocar el problema de programación dinámica mediante una descomposición multinivel está siendo explorado en la actualidad por otros autores como [Morton, 95] y [Velasquez, 95] este último bajo la denominación de OEDM (Optimización Estocástica Dinámica Multinivel).

- **DCP**

Un enfoque surgido recientemente es la programación dinámica constructiva (DCP) [Travers, 97]. Con la única limitación de que las funciones de coste deben ser

poliédricas (convexas y lineales a tramos) la DCP establece la forma de calcular en una sola pasada las funciones de coste futuro para todas las etapas. Estas funciones resultan ser igualmente poliédricas. La DCP contempla una función de coste futuro como una partición convexa del espacio de estado asociada a una partición del espacio dual. Es decir, cada zona en que queda dividido el espacio de estado tiene asociado un valor para todas las derivadas de la función de coste así como cada límite entre dos o más regiones tiene asociado una gama de valores de estas derivadas que recorren el intervalo entre los valores de las derivadas en las regiones vecinas (subgradiente). La DCP establece la forma de calcular a partir de las particiones que define la función de coste futuro para una etapa determinada, las particiones que definen la función de coste para la etapa anterior teniendo en cuenta todas las restricciones del problema. Para ello calcula cada tramo de la función de coste, así como cada intersección entre dos tramos, qué correspondencia tienen con nuevos tramos en la nueva función de coste.

En comparación con los métodos anteriores, la DCP proporciona la solución exacta al problema de programación dinámica. El cálculo completo de las funciones de coste para un problema de dimensión elevada implica la enumeración exhaustiva de todos los cortes que definen cada función de coste y resulta inviable en la práctica. La DCP proporciona una referencia para valorar cualquier simplificación que se utilice para calcular las funciones de coste futuro al resolver de forma exacta este problema.

## **2.7 Resumen del capítulo**

La simulación es la técnica de trabajo científico consistente en construir un modelo de un sistema y utilizarlo sistemáticamente para obtener resultados numéricos con el fin de estudiar dicho sistema. En esta tesis se presenta el modelo MADEA que hace una representación de un sistema eléctrico en varios niveles. De entre los distintos tipos de simulación existentes utiliza la denominada simulación cronológica estocástica en su nivel de mayor detalle. Esta técnica se caracteriza por representar al sistema en estudio examinando los intervalos de tiempo en secuencia cronológica. Además, como se verá en capítulos sucesivos se utilizan técnicas de optimización para extender la simulación a periodos más largos de tiempo.

En la actualidad existen numerosos modelos que utilizan simulación cronológica estocástica para representar la explotación de sistemas eléctricos. En ellos o sólo se considera una representación de corto plazo o se optimiza mediante técnicas entre las que destaca la programación dinámica. El modelo MADEA presenta una alternativa para integrar varios alcances de tiempo en un mismo modelo.



---

## 3. Descripción general del modelo

---

Este capítulo se centra en los aspectos conceptuales necesarios para comprender la estructura del modelo, por un lado la representación de la misma inspirada en la de un sistema de control mediante realimentación, y por otro su concepción jerárquica constituida por varios submodelos y las relaciones entre ellos. También se trata la relación entre simulación y optimización así como la importancia del principio de no anticipatividad.

### 3.1 *Ámbito del modelo*

MADEA es un modelo de simulación de la explotación de un sistema eléctrico de potencia. Sus principales requisitos en su concepción son su ámbito anual, su atención especial a los detalles de la generación, su modelado detallado de los procesos de decisión y su consideración específica de la incertidumbre.

#### 3.1.1 Alcance anual

MADEA se define como un modelo de alcance anual. Esto supone que los criterios de nivel superior (hiperanual) que se deban tener en cuenta en la explotación se consideran datos para el modelo. Ejemplos de estos criterios son los correspondientes a la gestión de grandes embalses, llamados hiperanuales o los relativos a la gestión de los *stocks* de combustibles. Este último aspecto es especialmente interesante en el caso de España debido a las políticas de protección a los carbones nacionales. La descripción de los planteamientos de estas políticas se recoge en el Plan Energético Nacional [MICT, 91].

Los ámbitos temporales que quedan por debajo del anual son considerados en todo detalle por el modelo, tanto el nivel semanal en el que se decide la gestión adecuada de los recursos hidrotérmicos de generación, como el nivel horario en el que el objetivo prioritario es la cobertura de la demanda. La estructura del modelo reproduce la estructura jerárquica de la explotación.

### 3.1.2 Tratamiento específico de la generación

Una característica importante del modelo es que permite el máximo nivel de detalle de la generación. Se trata de reproducir con la mayor fidelidad los aspectos del funcionamiento de los grupos térmicos a escala horaria que pueden ser relevantes para la explotación: rampas de subida y bajada, costes de arranque, fallos de los grupos. En cuanto a los grupos hidráulicos se da un nivel de detalle suficiente teniendo en cuenta la agregación natural de las cuencas hidráulicas.

El modelo permite representar otros aspectos específicos de la generación como son las restricciones medioambientales, la gestión de *stocks* de combustibles sólidos y las restricciones globales debidas a la red.

### 3.1.3 Contexto de incertidumbre

La explotación del sistema eléctrico se produce en un contexto de fuerte incertidumbre, la cual repercute significativamente en los costes de explotación. Esta incertidumbre se debe tanto a factores internos al sistema como externos. Los más significativos son: fallos de los equipos, demanda del sistema, aportaciones en los embalses y fluctuaciones del mercado de combustibles. Todos estos factores quedan reflejados en el sistema.

### 3.1.4 Simulación de la explotación óptima

El estudio de la explotación de los Sistemas Eléctricos de Potencia puede ser abordado por medio de dos técnicas distintas pero complementarias: optimización y simulación.

El uso de optimización permite obtener como resultado de un modelo las decisiones óptimas de explotación frente a unas condiciones dadas. Si las condiciones elegidas representan un valor medio o se hace la media (o se combinan de otra forma) para un conjunto de optimizaciones frente a distintas situaciones, se puede tomar una decisión de cómo debe hacerse la explotación en un determinado periodo.

Si por el contrario se desea valorar las posibles consecuencias de determinadas decisiones de explotación, se debe recurrir a la simulación. Mediante esta técnica, y usando como dato las decisiones óptimas de explotación se pueden obtener los costes de explotación del sistema.

Podemos afirmar que mientras los modelos de optimización responden a la pregunta “¿qué debo hacer?”, los modelos de simulación responden a la pregunta “¿qué ocurrirá si hago esto?” Véase [Ramos, 90] para una comparación de modelos de simulación y optimización aplicados al análisis de la explotación a medio plazo de la generación.

Existen modelos que abordan una optimización utilizando la simulación como una herramienta auxiliar. Esta técnica se utiliza bien cuando no se conoce de forma explícita la función a optimizar o bien cuando el procedimiento analítico para calcularla es especialmente tedioso. Una revisión de las distintas técnicas de optimización por medio de simulación puede consultarse en [Fu, 94] en donde además se señala:

(...) the computational advances have also led to increased efforts in the area of optimization for stochastic discrete-event systems, where the complexities necessitate simulation in order to estimate performance. In such cases, one can only observe samples through the simulation process.

El caso que nos ocupa es el inverso puesto que el modelo que nos ocupa es un modelo de simulación de la explotación óptima, es decir, utiliza la optimización para simular.

La primera consecuencia de ello es que los resultados que se pueden obtener del modelo no son las decisiones óptimas de explotación sino sus consecuencias (costes, consumos de combustibles, historia del funcionamiento de los grupos, etc.) La segunda consecuencia es que estos resultados tienen un carácter estadístico debido a la presencia de incertidumbre, es decir se obtienen en forma de distribución y no como valores deterministas. Un tercer aspecto es que el modelo, siendo de simulación, incorpora submodelos de optimización.

Dado que el modelo simula la explotación a nivel anual, debe incorporar las decisiones que se toman en niveles inferiores, por ejemplo el semanal. Para ello se deben incorporar al modelo los submodelos de optimización necesarios para simular la explotación de los niveles inferiores, por ejemplo el semanal. Esta optimización se debe hacer teniendo en cuenta el criterio de no anticipatividad como se verá más adelante.

A pesar de lo dicho, y como excepción, los resultados de la optimización a nivel anual sí son criterios de explotación y son un subproducto del modelo.

### 3.1.5 Datos del modelo

Los datos de partida para el modelo serán los que definen el sistema, es decir los relativos a los grupos y los que permiten tener en cuenta la incertidumbre.

Los datos de los grupos térmicos e hidráulicos son los datos que determinan su funcionamiento: potencias máximas, mínimas, rampas de subida y bajada, curvas de consumo de combustibles, tasas de fallos, rendimientos, capacidades de los embalses, etc. Como se verá más adelante, algunos de estos datos son utilizados por varios submodelos dentro del modelo general mientras que algunos son específicos para alguno de los submodelos.

En cuanto a los datos sobre los factores sujetos a incertidumbre incluyen los datos para los modelos estadísticos de la demanda y de las aportaciones, que pueden ser obtenidos a partir de resultados históricos de estos parámetros.

### 3.1.6 Resultados del modelo

Los resultados se obtienen en forma de distribución ya que son el resultado de promediar la explotación del sistema frente a diversos escenarios. También se recogen los valores máximo y mínimo de cada magnitud. Estos resultados deberán sumarse a los de otras semanas para obtener resultados anuales.

Los resultados que proporciona el modelo son:

- Estado final del sistema: producciones, disponibilidades, reservas en los subsistemas.
- *Stock* final de los diversos combustibles.
- Consumo de cada combustible.
- Consumo de cada grupo.
- Producción total de cada grupo.
- Producción media de cada grupo.

- Bombeo total en cada subsistema hidráulico.
- Aportaciones recibidas de subsistemas superiores en cada subsistema hidráulico.
- Vertidos en cada subsistema hidráulico.
- Coste de cada grupo térmico.
- Tiempos de funcionamiento, y fallado de cada grupo térmico.
- Número de arranques, paradas y fallos en cada grupo térmico.
- Producciones, consumos y costes globales.
- Energía no suministrada.

### 3.2 Características fundamentales del modelo

El modelado del sistema se ha abordado desde la óptica de la teoría de control y se utilizan los conceptos correspondientes a esta disciplina. Este enfoque se ajusta de forma elegante y sencilla a la estructura del sistema. Desafortunadamente dadas las características de elevada dimensión, carácter discreto de algunas variables y fuertes no linealidades del modelo resultante es imposible aplicar los aspectos analíticos de dicha teoría. Sin embargo este cambio de óptica respecto al enfoque tradicional aporta nuevas ideas.

Enfocaremos el estudio de nuestro sistema como un problema de control mediante realimentación, óptimo, en tiempo discreto y multinivel.

#### 3.2.1 La explotación de un sistema eléctrico como un problema de control mediante realimentación.

La representación de un sistema controlado mediante realimentación se muestra en la figura Fig. 3-1. Veremos cómo el problema de la explotación óptima de un sistema eléctrico se ajusta a este esquema.

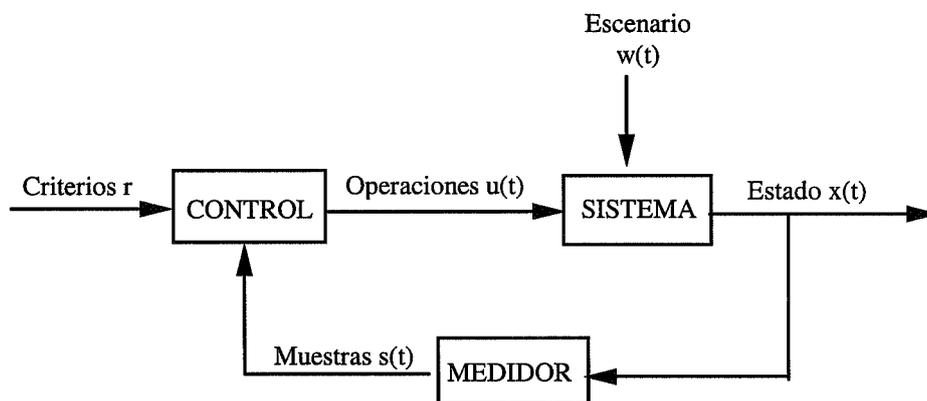


Fig. 3-1 Esquema básico de un control mediante realimentación.

Las variables  $x$  representan el estado del sistema, es decir un conjunto de variables que proporcionan la información de su estado y comportamiento y además la información

acerca de su inercia que permite calcular su estado en instantes futuros. Para nuestros propósitos consideraremos que las variables de estado son directamente las salidas del sistema y por tanto que no hay problemas de observabilidad. El estado del sistema en cada instante depende de las operaciones que se efectúen sobre él representadas mediante las variables  $u$  y de las perturbaciones externas, también llamadas ruido o escenario, denominadas con la letra  $w$ . La relación entre estas variables se pueden expresar mediante una función de la forma:

$$f(x, \dot{x}, u, w, t) = 0 \quad (3.1)$$

Las operaciones  $u$  que se efectúan representan las acciones que se pueden ejercer de forma controlada sobre el sistema a lo largo del tiempo. Tendrán el objetivo de mantener el estado del sistema cerca del óptimo en cada momento. La determinación de este óptimo dependerá en cada momento del estado del sistema y de ciertos criterios de optimalidad.

El escenario  $w$  representa todos aquellos factores no controlables que influyen en el funcionamiento del sistema. Estos factores pueden ser predecibles y medibles pero constituyen la fuente de incertidumbre en la toma de decisiones.

El control del sistema se lleva a cabo tomando una medida  $s$  del estado. Ésta representa la información disponible sobre el estado del sistema la cual se emplea para valorar el mismo frente al criterio de optimalidad. Este criterio  $r$ , también llamado consigna, se considera un dato de entrada para el modelo. El sistema de control calcula las operaciones que se llevan a cabo sobre el sistema. Las relaciones que constituyen el sistema de control se pueden formular como:

$$\begin{aligned} s &= S(x, t) \\ u &= \phi(s, r, t) \end{aligned} \quad (3.2)$$

El problema de control consiste en determinar la función  $\phi$  que satisfaga determinado criterio de optimalidad o cuasi-optimalidad que normalmente se describe en el dominio del tiempo (sobrepaso, tiempo de establecimiento) o en el de la frecuencia (margen de fase, margen de ganancia). Una descripción detallada de los conceptos utilizados en teoría de control puede encontrarse en [Franklin, 91].

Este esquema se puede aplicar al problema de explotación óptima de un sistema eléctrico. El estado de nuestro sistema lo representa el estado de disponibilidad y acoplamiento de las unidades de generación y de las líneas, la cantidad de potencia suministrada por cada generador, los *stocks* de combustibles disponibles y la reserva de agua en los embalses principalmente. Las operaciones más significativas que se pueden realizar sobre el sistema son la decisión de las fechas de revisión de los grupos, las decisiones de acoplamiento o no de los grupos, sus programaciones de generación, las líneas que se mantienen en servicio y la cantidad de bombeo. Esto unido a las perturbaciones externas del sistema como son los fallos de los equipos, la variación de la demanda o las aportaciones, determina el estado del sistema en cada momento.

El control se realiza a través de todas las medidas que se toman del estado del sistema:

potencias generadas, tensiones en los distintos puntos de la red y también a partir de los registros históricos del comportamiento pasado del sistema. A estos datos se les aplican criterios de optimalidad que pretenden suministrar la energía eléctrica de la forma más económica y con el menor riesgo. Con todo ello se toma la decisión de cómo actuar sobre el sistema. Hay que añadir al esquema descrito el registro histórico de los factores no controlables con el que cuenta el control.

Muy largo plazo	Más de 5 años	Expansión de la generación.
Largo plazo	De 2 a 5 años	Reposición combustible nuclear. Mantenimiento grupos térmicos. Gestión hidrotérmica embalses hiperanuales.
Medio plazo	De 6 meses a 2 años	Gestión combustibles fósiles. Gestión hidrotérmica embalses anuales.
Corto plazo	De 1 semana a 6 meses	Programación semanal. Asignación de unidades.
Muy corto plazo	Menos de 1 semana	Programación diaria.
Tiempo real		Alarmas por vertidos en los embalses. Gestión fallos generadores o líneas. Control de tensiones. Despacho económico, regulación terciaria. Seguimiento demanda, regulación secundaria. Mantenimiento frecuencia, regulación primaria.

Tabla 3-1 Niveles de gestión de un sistema eléctrico

La función de control aplicada en la explotación del sistema eléctrico es de gran complejidad y como se describe más adelante implica la determinación de los criterios óptimos en distintos niveles de tiempo en los que se repite de forma anidada el esquema representado. En los niveles inferiores el control se realiza de forma automática y a este nivel se aplica la teoría de control en todo su ámbito, ver [Anderson, 77]. En los niveles superiores son los operadores los que toman y ponen en práctica las decisiones. El modelo MADEA se centra en estos niveles superiores de decisión y supone extinguidas las dinámicas de los niveles que actúan en tiempo real trabajando con un periodo mínimo del orden de una hora.

En la Tabla 3-1 se enumeran los distintos niveles de gestión de un sistema eléctrico con sus ámbitos de tiempo y las funciones que contemplan cada uno.

### 3.2.2 La explotación de un sistema eléctrico como un problema de control adaptativo.

El esquema de control descrito puede mejorarse si somos capaces de ajustar los criterios de control y hacer que se adapten al funcionamiento del sistema. En el estado del sistema aparecerán discrepancias respecto al funcionamiento esperado que se deben a

los factores aleatorios del escenario, pero también a las diferencias de comportamiento entre el sistema y el modelo del mismo conforme al cual se ha diseñado el control. La mejora posible consiste en añadir un nuevo elemento que se encargue del ajuste del control. Las ecuaciones ( 3.2 ) del control se amplían con las del ajuste del control.

$$\begin{aligned}
 s &= S(x, t) \\
 u &= \phi(s, r, t) \\
 r &= \psi(s, r', w, t)
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

En estas ecuaciones, además de las variables que ya formaban parte del problema se añaden los criterios  $r$  dependientes del tiempo. El ajuste del control se realiza siguiendo criterios de orden superior denominados  $r'$ . El esquema resultante se representa en la Fig. 3-2. El problema de diseño del control se amplía a determinar las funciones de control y de ajuste  $\phi$  y  $\psi$ . Para determinar estas funciones se trabaja con una hipótesis fundamental en el esquema del control adaptativo que es que la velocidad de actuación del lazo de control es mayor que la del de ajuste. Es decir, que para periodos breves de tiempo podemos despreciar el valor de  $\frac{\partial r}{\partial t}$ , lo que permite desacoplar las ecuaciones para su resolución analítica. Más detalles sobre la teoría de control adaptativo se pueden consultar en [Eveleigh, 67] y también en [Landau, 79].

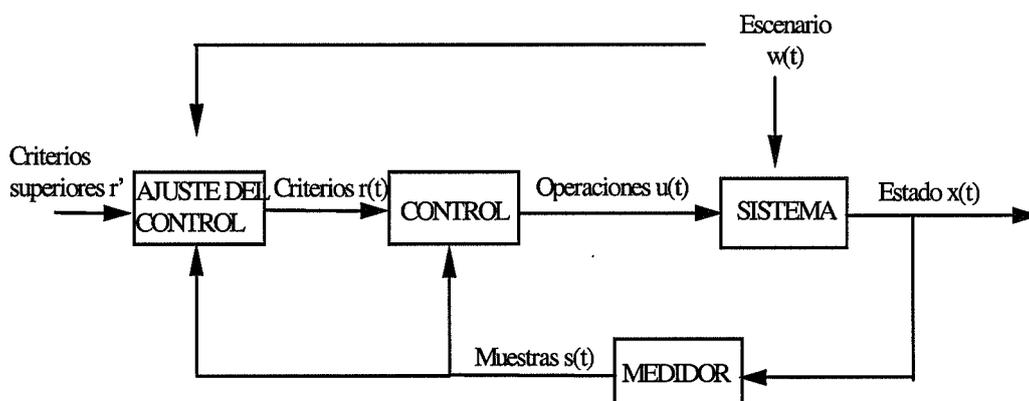


Fig. 3-2 Esquema básico de un sistema de control adaptativo.

El esquema del control adaptativo se ajusta a la estructura de un sistema eléctrico. Consideremos el control en tiempo real del sistema que es operado de forma prácticamente automática según los programas establecidos diariamente. Los planes diarios son los criterios de control. Estos criterios se renuevan diariamente según criterios superiores de orden semanal. Es interesante observar cómo las medidas que se utilizan en cada nivel son distintas. Al control en tiempo real le interesan las medidas de cobertura de la demanda mientras que al diario le interesan los niveles de cumplimiento de los planes semanales. El esquema adaptativo se repite a distintos niveles tal y como se comenta más adelante.

### 3.2.3 Tiempo discreto

Si atendemos a las características de las variables que representan el estado del sistema, el sistema eléctrico se puede modelar como un sistema mixto continuo-discreto. Algunas variables (producción de los grupos p. ej.), varían de forma continua, mientras que otras (estados de disponibilidad y acoplamiento entre otras) lo hacen de forma discreta. En cualquier caso esta variación se produce de forma continua en el caso de las variables continuas y en cualquier momento del tiempo en caso de las variables discretas. El caso extremo de esta situación lo representan los fallos de los grupos que ocurren sin previo aviso en cualquier instante de tiempo.

Dada la amplitud de tiempo que se pretende abarcar, se ha optado por un modelo basado en tiempo discreto. Es decir, el valor de las variables de estado cambia sólo en un conjunto limitado de puntos en el tiempo. Esto hace que todas las variables y relaciones expresadas en el apartado anterior sean consideradas en tiempo discreto. En estas condiciones las ecuaciones que representan al sistema pasan a ser ecuaciones en diferencias con una estructura similar a la expresada:

$$\begin{aligned}
 x_{k+1} &= f_k(x_k, u_k, w_k) \\
 s_k &= S(x_k) \\
 u_k &= \phi(s_k, r_k) \\
 r_k &= \psi(s_k, r_k', w_k)
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

La ventaja de esta formulación es que el intervalo de tiempo  $k$ , que en principio representa el intervalo mínimo considerado en el sistema (del orden de una hora), también puede interpretarse como un intervalo de orden superior, por ejemplo la semana. Más adelante se detalla esta convivencia de distintos niveles de tiempo en el sistema, que constituye un aspecto fundamental del modelo que se presenta.

### 3.2.4 La explotación de un sistema eléctrico como un problema de control óptimo estocástico

Dado el tratamiento en tiempo discreto que se da al modelo, podemos utilizar el enfoque denominado control óptimo estocástico para representar el sistema. Se seguirá el enfoque de [Bertsekas, 87] con algunas simplificaciones. Una aplicación del método en el campo de los sistemas eléctricos, en concreto al problema de asignación de unidades, se puede consultar en [Carpentier, 95] y [Carpentier, 95b].

Sean:

- $k$  Índice de cada instante de tiempo discreto que toma valores entre 0 y un cierto  $N-1$  que será el horizonte temporal.
- $x_k$  Estado del sistema en el instante  $k$  que pertenece a un cierto espacio de estados posibles.
- $u_k$  Operaciones que actúan sobre el sistema en el instante  $k$ . Pertenece a un espacio de controles posibles y puede estar restringido en cada estado de cada etapa a un subconjunto del mismo.

$w_k$  Perturbación a la que se ve sometido el sistema en el instante  $k$ . Pertenecer a un espacio de perturbaciones posibles y está caracterizada por una función de probabilidad que puede depender explícitamente de  $x_k$  y  $u_k$  pero no de los valores anteriores  $w_{k-1} \dots w_0$ .

La relación entre el estado del sistema en una etapa y la siguiente se expresará como:

$$x_{k+1} = f_k(x_k, u_k, w_k) \quad (3.5)$$

Es decir que en cada etapa el estado pasa del estado  $x_k$  al estado  $x_{k+1}$ .

Sea  $\pi = \{\mu_0, \mu_1, \dots, \mu_{N-1}\}$  una ley de control que para cada estado  $x_k$  nos da un control  $u_k$ . Es decir:

$$u_k = \mu_k(x_k) \quad (3.6)$$

Dado un estado inicial  $x_0$ , el problema es encontrar una ley de control óptima  $\pi^* = \{\mu^*_0, \mu^*_1, \dots, \mu^*_{N-1}\}$  que minimice la esperanza del coste definida como:

$$J_\pi(x_0) = E_{w_k} \left\{ \sum_{k=0}^{N-1} g_k[f_k(x_k, \mu_k(x_k), w_k)] + g_N(x_N) \right\} \quad (3.7)$$

Sujeto a la restricción:

$$x_{k+1} = f_k(x_k, \mu_k(x_k), w_k) \quad (3.8)$$

Donde:

$g_k(x_k)$  Función de coste dependiente del estado que consideramos conocida.

La solución de este tipo de problemas se aborda mediante la técnica de programación dinámica. Esta técnica en su versión clásica presenta dos problemas principales:

1. la excesiva multiplicación de estados posibles que hace inviable el cálculo de la solución exacta,
2. la valoración adecuada del coste de los estados finales.

En [Wood, 94] se presentan varios ejemplos resueltos de aplicación de la programación dinámica a los problemas de asignación de unidades y gestión hidrotérmica.

### 3.3 Un modelo estructurado en varios niveles

La estructura multinivel del modelo viene justificada por un lado por la estructura real del sistema y su gestión pero también por las limitaciones computacionales. [Rubinstein, 81] señala estos problemas de modelado:

In order to be useful, a scientific model necessarily embodies elements of two conflicting attributes: realism and simplicity. On the one hand, the model should serve as a reasonably close approximation to the real system and incorporate most of the important aspects of the system. On the other hand, the model must not be so complex that it is impossible to understand and manipulate.

Otro detalle interesante es que el nivel de detalle del modelo queda limitado también por el conocimiento disponible del sistema. Según [Fishman, 78]:

When building a model, an investigator constantly faces the problem of balancing the need for structural detail with the need to make the model amenable to problem-solving techniques. (...) The more detail a model includes explicitly, the better we think the model resembles reality. (...) On the other hand, detail generally makes solution of problems more difficult. (...) However, the most limiting factor in the use of detail is that we often do not know enough about the system under study to specify more than its most ostensible characteristics.

### 3.3.1 El porqué de una estructura multinivel

Hay cuatro aspectos que explican la estructura en varios niveles del modelo:

- La estructura del sistema.
- Las características de los factores sujetos a incertidumbre.
- La estructura de la gestión del sistema.
- Las limitaciones en la potencia de cálculo.

En primer lugar hemos citado la estructura jerárquica a distintas escalas temporales del sistema. Hay variables de estado del sistema que tienen una variación apreciable a nivel anual. Estas variables corresponden a los estados de mantenimiento de los grupos por ejemplo. Otras corresponden al nivel semanal, como pueden ser los niveles de los embalses. Por último hay variables que afectan al nivel horario, como son los estados de acoplamiento o la potencia producida de cada grupo. El modelo propuesto presenta una estructura análoga.

Desde un punto de vista de teoría de control y suponiendo que los diversos subsistemas pudieran modelarse como sistemas de primer orden, diríamos que el sistema está formado por subsistemas con constantes de tiempo que varían desde unos minutos hasta varios meses.

En segundo lugar, las incertidumbres asociadas al sistema también actúan en distintos ámbitos temporales. Así el tiempo que tarda un grupo en ser reparado es de orden de horas, el tiempo que tarda en fallar es del orden de días, etc. En la demanda se observan periodicidades diarias, semanales, estacionales, etc. Igualmente en las aportaciones podemos observar ciclos anuales y correlaciones a nivel semanal.

Un tercer factor, que es consecuencia del anterior es que la gestión del sistema eléctrico (que forma parte del sistema total que queremos simular) se lleva a cabo con decisiones a distintos niveles y con distintos horizontes. Así pues tenemos decisiones que se toman en tiempo real, a corto, a medio y a largo plazo. Estas “decisiones” se toman por un operador o bien son llevadas a cabo de forma automática por los controles del sistema. (AGC, protecciones...)

A todo lo anterior, se une la limitación de los medios de cálculo que hace que no podamos simular todos los aspectos del sistema con el máximo detalle debido a su gran

complejidad y dimensión. En definitiva el modelado multinivel se ajusta plenamente a la realidad del sistema y a las condiciones de modelado.

### 3.3.2 Simulación versus optimización en el modelo

Como ya se ha señalado, nuestro modelo es un modelo de simulación. Sin embargo el objeto de la simulación es la explotación óptima de un sistema y esto nos obliga a incluir en la simulación los modelos de optimización utilizados en la explotación del sistema, con lo que algunos de los submodelos que constituyen nuestro modelo son modelos de optimización. Tal como se dice en [Román, 94b]:

La simulación realista de la explotación de un sistema de energía a lo largo de un año requiere la representación no solamente de los elementos constitutivos del sistema, sino también de la planificación, gestión y control que se realizan en la explotación del sistema.

A continuación se detallará cómo se produce la integración entre los procesos de simulación e integración desde un punto de vista funcional. Se utiliza el lenguaje de especificación gráfica ANA cuya descripción se puede ver en [Cuadra, 90]. Este lenguaje se utiliza a lo largo de toda la tesis para la exposición estructurada del modelo.

Un proceso de simulación elemental en tiempo discreto es una función que a partir del estado del sistema, un valor de las operaciones que se efectúan sobre él (o criterios que se aplican en la explotación) y un valor de las perturbaciones, devuelve como resultado el valor del estado en el instante discreto siguiente,  $k+1$ . En nuestro modelo, consideramos el intervalo elemental como de una hora y por tanto la simulación elemental es una simulación horaria. Esta estructura se representa en la Fig. 3-3.

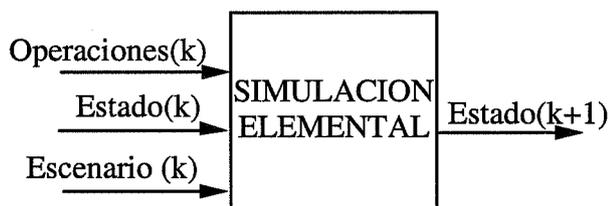


Fig. 3-3 Representación ANA de un proceso de simulación elemental.

Por otro lado, un proceso de optimización elemental calcula las operaciones óptimas que se deben proporcionar a un sistema en un instante  $k$  a partir del estado del sistema y de unos criterios de optimización tal y como se representa en la Fig. 3-4. En nuestro sistema se trata de una optimización de nivel horario.



Fig. 3-4 Representación ANA de un proceso de optimización elemental.

La simulación de un nivel superior al elemental requiere repetir un número determinado de veces  $w$  la simulación elemental. Cada realización de una simulación elemental requiere previamente una optimización elemental que le proporcione los criterios para la simulación. El nuevo estado es recogido por el optimizador para calcular unos nuevos

critérios y así sucesivamente. En el caso de nuestro modelo, se pasa de un nivel horario a un nivel semanal, repitiendo este ciclo 168 veces. Ver Fig. 3-5. El resultado es un proceso que a partir de un estado y de los criterios y escenario semanal, determina el estado del sistema al cabo de una semana.

Este proceso de simulación de nivel superior puede realizarse en combinación con un proceso de optimización del mismo nivel. Repitiendo el ciclo optimización-simulación un número prefijado de veces se puede pasar a niveles aún superiores. En la Fig. 3-6 se representa el proceso de simulación anual. En este caso el ciclo de simulación semanal se repite un total de  $y$  veces. El valor de  $y$  es 52 para completar la simulación de un año. Este esquema se puede plantear en niveles superiores y extender el modelo a un ámbito hiperanual.

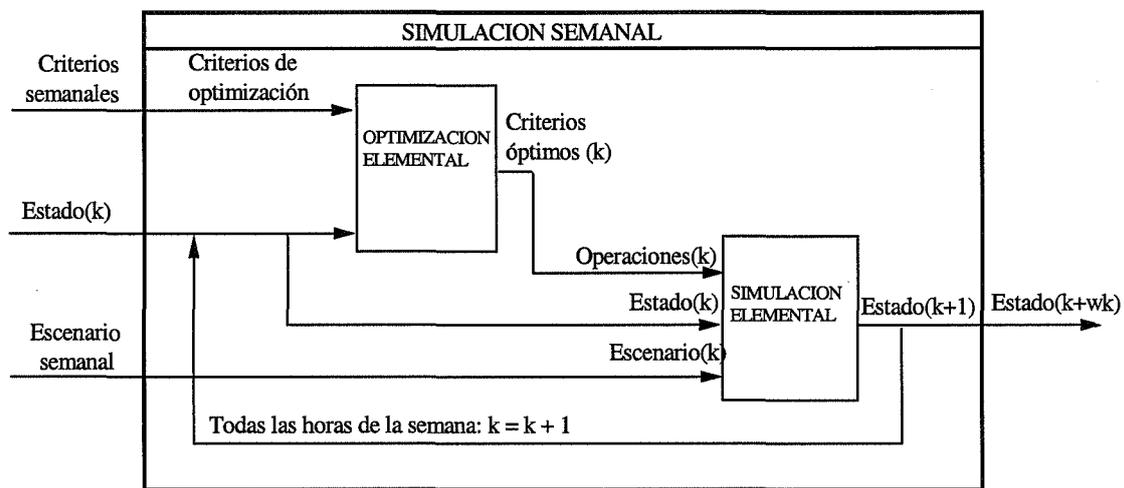


Fig. 3-5 Representación ANA de un proceso de simulación semanal.

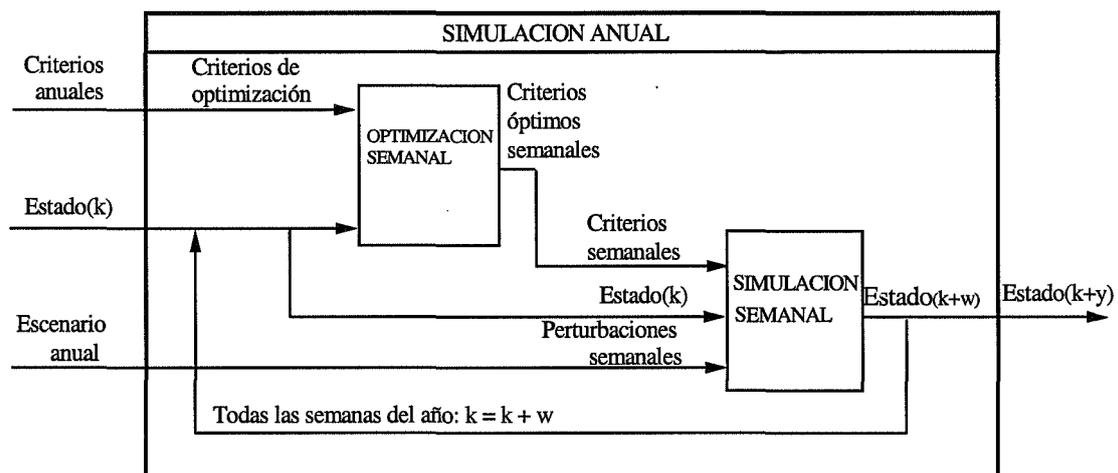


Fig. 3-6 Representación ANA de un modelo de simulación anual.

### 3.3.3 Niveles del modelo MADEA

El modelo MADEA está constituido por un nivel elemental que denominaremos **nivel horario** sobre el que opera un segundo nivel, que llamaremos **nivel semanal** y sobre este un tercero, el **nivel anual**. No se recoge en el modelo, pero se considera que aún existe un nivel superior sobre este último que se conoce como **nivel hiperanual**.

	<b>ESTADO</b>	<b>CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO</b>	<b>ESCENARIO</b>	<b>CRITERIOS Y TECNICAS DE OPTIMIZACION</b>
<b>Hora</b>	Estado de los grupos  Nivel de los embalses para comprobar vertidos	Producción de los grupos.  Arranques debidos a fallos  Bombeo	Fallos de los grupos  Demanda horaria  Aportaciones diarias	Coste mínimo  Fiabilidad (reserva rodante)  Rampas de los grupos  Criterios heurísticos
<b>Semana</b>	<i>Stocks</i> de los combustibles  Niveles de los embalses	Cuotas de combustible  Paradas nocturnas y de fin de semana  Costes marginales del agua	Potencia fallada media en los grupos  Demanda por bloques en periodos telescópicos  Aportaciones en periodos telescópicos	Coste mínimo  Fiabilidad  Programación lineal  Horizonte de un año
<b>Año</b>	Último mantenimiento de los grupos  <i>Stock</i> de los combustibles  Niveles de los embalses	Mantenimiento de los grupos	Potencia fallada media en los grupos  Demanda por bloques  Aportaciones semanales	Coste mínimo  Fiabilidad  Programación lineal  Horizonte telescópico de un año  Variables discretas
<b>Varios años</b>	No tratado en el modelo	Gestión hiperanual del agua	No tratado en el modelo	No tratado en el modelo

Tabla 3-2 Características básicas de los distintos niveles de modelado

El nivel horario representa la operación en tiempo real del sistema considerada a intervalos de una hora. El estado a este nivel es fundamentalmente el estado de los grupos: mantenimiento, disponibilidad o fallo, acoplamiento y producción. Los criterios para la operación son los que determinan la producción de los grupos hidráulicos, térmicos y de bombeo para seguir a la demanda de la forma más económica incluyendo cuáles se deben arrancar y cuando, de forma programada o en caso de fallo. Los escenarios que consideran la incertidumbre corresponden a los fallos de los grupos, a la demanda hora a hora y a las aportaciones diarias. Este nivel incluye desde la regulación primaria hasta la programación diaria. La representación simplificada de estos niveles se hace mediante criterios heurísticos que modelan la gestión óptima resultante de todos los niveles. Básicamente se hace entrar a los grupos a producir según una lista de mérito procedente del nivel semanal.

El nivel semanal es un reflejo de la programación semanal que se hace del sistema. A este nivel el estado viene representado por los niveles de los embalses y los *stocks* de combustible y lo que se obtiene es cómo varían éstos al cabo de una semana. El nivel de

optimización semanal proporciona los criterios antes mencionados al nivel horario de forma que se produzca una evolución óptima del estado. Los factores de incertidumbre vienen representados de forma simplificada respecto al nivel horario. En este nivel se realiza una optimización de la gestión mediante programación lineal y con un horizonte de un año para obtener así los criterios de explotación semanal.

El nivel anual permite reproducir la explotación del sistema en periodos de longitud superior a la semana hasta un año. El estado del sistema, así como los factores de incertidumbre se representan de forma semejante al nivel semanal. El criterio de optimización fundamental que es necesario a escala anual es el calendario de mantenimiento de los grupos.

El nivel hiperanual proporciona fundamentalmente los criterios de gestión del agua y los *stock* de combustible a largo plazo. Estos criterios son necesarios para los niveles inferiores y deben ser obtenidos mediante un modelo adecuado.

En la Tabla 3-2 se recogen los principales aspectos que constituyen el estado, los criterios de funcionamiento y el escenario de los distintos niveles así como los criterios y técnicas que se utilizan para la optimización en cada uno de ellos. En sucesivos capítulos se describen en detalle los distintos niveles.

### 3.3.4 Acoplamiento entre los distintos niveles

El modelo de nivel horario, necesita criterios que implican a niveles de decisión superiores, en concreto al nivel semanal. Estos criterios para el nivel horario son datos y se utilizan como tales. La coordinación entre modelos de largo plazo y de corto plazo es un problema que siempre aparece en el modelado de sistemas eléctricos. Según [Handke, 94] :

Numerical investigations have shown the difficulties of finding an effective and automatic coordination method between long and short-term optimization which is applicable under different operational conditions.

La coordinación entre niveles diferentes se puede realizar bien mediante límites de programación (aproximación primal), bien mediante precios de despacho (aproximación dual). Por otro lado esta coordinación puede ser estricta a través de valores fijos o flexible mediante límites con tolerancia o reglas de programación. En cualquier caso, las discrepancias que aparecen entre los criterios de explotación y los resultados se deben a la presencia de incertidumbre en la explotación. Una interesante discusión sobre este tema se puede encontrar en [Gardner, 95]. En cualquier coordinación de este tipo, el punto crítico es el cumplimiento de las cuotas de combustible.

En el modelo descrito en [Soares, 95] se utiliza un enfoque dual para transmitir unos costes marginales de agua, que son modificados de forma iterativa penalizándolos adecuadamente para que se tienda a hacer cumplir los requisitos de consumo de agua. El nivel inferior calcula la explotación por medio de un algoritmo híbrido de simulación y optimización simultáneas que encuentra un subóptimo de la explotación.

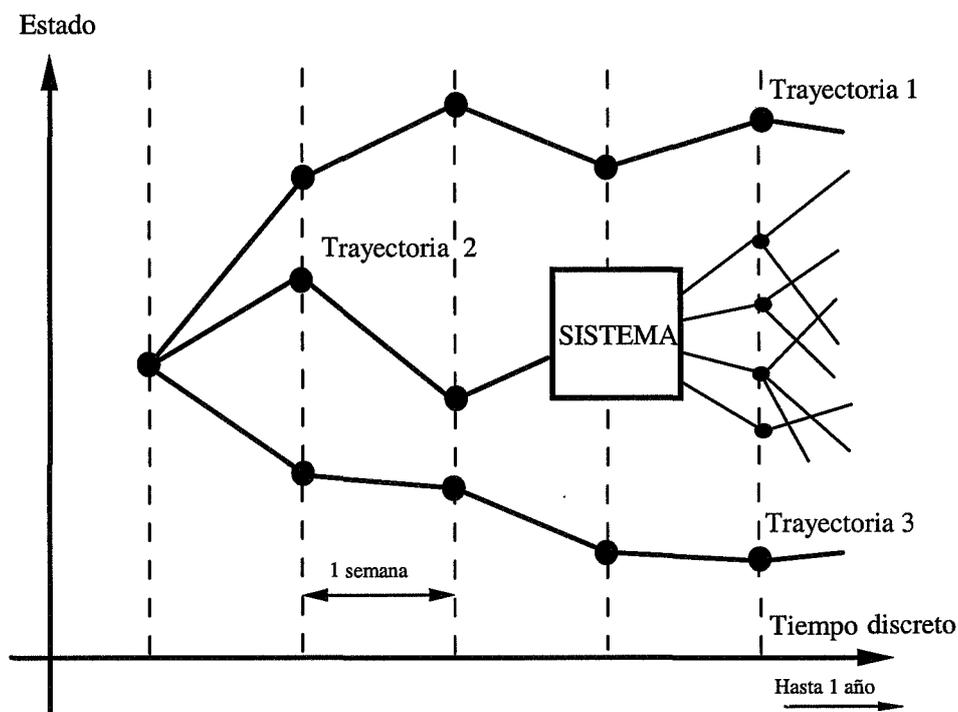
En nuestro caso, y dado que nuestro nivel inferior es de simulación pura y no de optimización podemos utilizar un enfoque mixto incluyendo variables primales y duales según convenga a la situación y tratando de reflejar de la forma más fidedigna la realidad. En concreto es crítica en el modelo la transmisión de los criterios de operación del nivel semanal al nivel horario. El problema es cómo aplicar unos criterios que se han

calculado con un nivel de detalle reducido a un nivel que simula la explotación en mayor detalle. La solución que se ha adoptado para este problema se detalla en el capítulo siguiente.

### 3.4 El problema de la incertidumbre

#### 3.4.1 Tratamiento de la incertidumbre en la jerarquía del modelo

Una simulación completa del sistema supondría generar un conjunto amplio de escenarios de fallos, demanda y aportaciones a nivel anual y con detalle horario. Esta simulación obtendría una medida de los parámetros de explotación completamente fidedigna. Sin embargo supondría una carga computacional que haría inviable el modelo. Esto supone que hay que hacer un tratamiento reducido de la incertidumbre, sin perder por ello calidad en cuanto a los resultados. Esta calidad se refiere no sólo a los valores medios sino también a los valores de dispersión. El objetivo es limitar el número de simulaciones sin limitar la calidad de los resultados.



*Fig. 3-7 Tratamiento de la incertidumbre a nivel anual. Se simulan diversas trayectorias del sistema que corresponden a distintos escenarios que se considera que ocurren realmente. Dentro de cada trayectoria se tienen en cuenta distintos escenarios posibles para la optimización.*

Las reducciones que se hacen en el modelo son de dos tipos:

- Simplificación de los modelos en los niveles superiores.
- Elección de escenarios significativos.

Veamos cómo se aplican estas reducciones en cada uno de los niveles anual, semanal y horario.

En el nivel anual los modelos son simplificados de manera significativa. Los fallos se

consideran reduciendo la potencia del grupo en proporción a su tasa de fallos, la demanda se representa en bloques de forma determinista. En cuanto a las aportaciones, se considera un conjunto reducido de escenarios probables representativos. (Por ejemplo húmedo, medio y seco.)

En el nivel semanal, los modelos de fallos, demanda y aportaciones son los mismos que en el nivel anual. Se simula un conjunto reducido de trayectorias, correspondientes a sendos escenarios que se considera que ocurren realmente. Dentro de cada trayectoria se considera un conjunto mayor de escenarios probables para la optimización tal y como se aprecia en la Fig. 3-7.

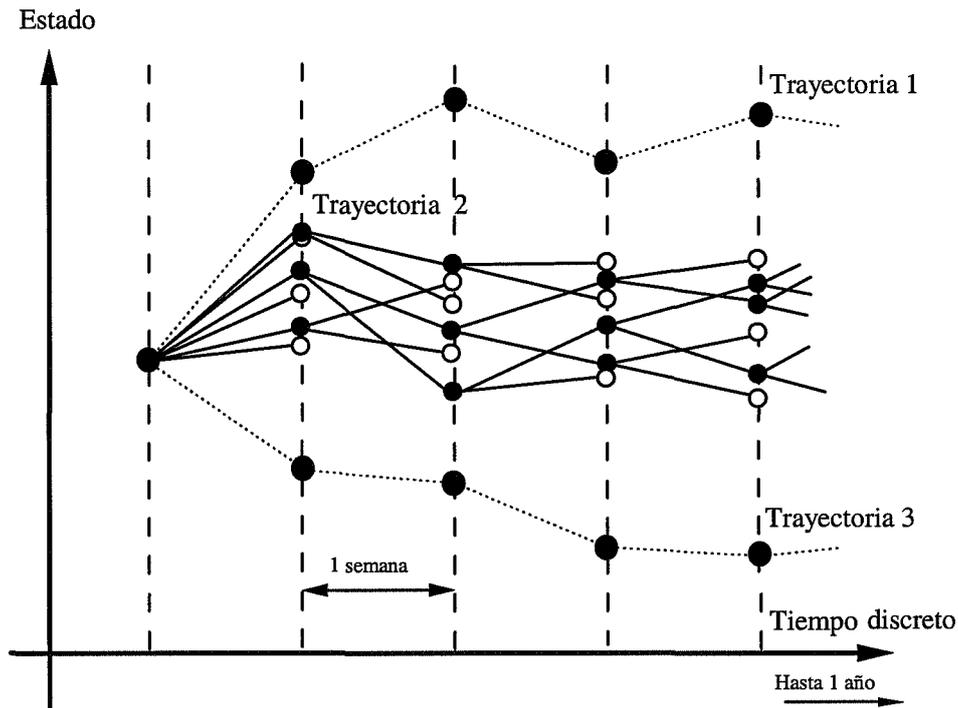


Fig. 3-8 Tratamiento de la incertidumbre a nivel semanal. En cada trayectoria anual, cada semana se simula un número elevado de veces (seis en la figura). De entre los estados alcanzados se eligen un conjunto de estados representativos (círculos negros) y se desecha el resto (círculos blancos). La simulación prosigue a partir de estos estados representativos (tres en la figura).

En cuanto al nivel horario los modelos que se utilizan son del máximo detalle. Los fallos se simulan de forma horaria. La demanda se sorteá con variaciones sobre sus valores medios y dependiendo de la temperatura. Las aportaciones se sorteá en torno a sus valores medios y teniendo en cuenta sus correlaciones. Dentro de cada semana se simula un conjunto amplio de escenarios con los que se obtienen los resultados estadísticos del modelo. Al final de la semana se seleccionan los estados más representativos para continuar la simulación de la semana siguiente, ver Fig. 3-8. Se toma como variable de estado del sistema los *stocks* de los diversos combustibles y los niveles de reservas en los subsistemas.

Al configurar esta estructura multinivel debe garantizarse la coherencia entre los niveles del modelo y la representatividad de los escenarios seleccionados como representativos. Para la selección de estos estados se utiliza un algoritmo de agrupamiento o *clustering* [Johnson, 82], [Kaufman, 90] que mediante la técnica de encadenamiento simple agrupa

todos los estados finales teniendo en cuenta su semejanza.

### 3.4.2 Simulación y optimización en el tratamiento de la incertidumbre: destino y futuros

A la vista de lo anterior se ve que los escenarios son usados de dos maneras distintas por el modelo según se consideren hipotéticos o reales. Esto queda aclarado mediante las siguientes definiciones.

**Escenario:** Denominaremos escenario a un conjunto de condiciones de fallos, demanda y aportaciones que determinan completamente la explotación del sistema. Un escenario puede tener distintos niveles de detalle en sus factores. Por ejemplo la demanda puede venir dada en forma de bloques (punta, llano, valle) o bien en forma horaria dependiendo del nivel de detalle en el que se esté trabajando. La forma de utilizar los escenarios determina el carácter determinista o probabilista de un modelo. Según se utilicen los escenarios se considerarán destinos o futuros. De hecho en el modelo se cuenta con un conjunto de escenarios que a veces se utilizan como futuros y a veces como destinos.

**Futuro:** Es un escenario probable. Cuando se realiza una optimización se considera un conjunto de escenarios distintos como los posibles a los que se puede enfrentar el sistema y a partir de ellos se determinan los criterios de explotación. Son los futuros considerados en la optimización. En el modelo utilizan futuros en el nivel anual y en el nivel semanal.

**Destino:** Es un escenario que se supone que ocurre realmente en una simulación. En nuestro caso, una vez determinados los criterios de explotación semanal, se simula el funcionamiento del sistema hora a hora suponiendo que estamos frente a un conjunto de escenarios determinados que reciben el nombre de destinos. Estos destinos pueden coincidir o no con los escenarios considerados en la optimización.

La optimización bajo incertidumbre implica trabajar con varios futuros. La simulación bajo incertidumbre implica trabajar con varios destinos.

**Horizonte:** El horizonte de un proceso de optimización es la extensión temporal de los escenarios (futuros) que tiene en cuenta. Como se verá a continuación dentro del marco denominado de no anticipatividad en que se mueve nuestro modelo, no tiene sentido hablar del horizonte de un proceso de simulación.

**Trayectoria :** Es el conjunto de estados en el tiempo resultado de una simulación para un destino dado.

**Historia:** Es el registro estadístico de la trayectoria, tanto de las variables de estado, como las variables de salida, resultado de operar con estas variables. Un ejemplo de variable de estado es la producción instantánea, mientras que una salida es la producción media en las últimas veinticuatro horas.

### 3.4.3 El principio de no anticipatividad

En cualquier sistema en que se tomen decisiones para etapas sucesivas hablamos de un enfoque de **recurso completo** cuando únicamente se están tomando decisiones para el instante de tiempo en el que se realiza el estudio. Para las decisiones en la siguiente etapa, suponemos que las circunstancias pueden cambiar significativamente y es

necesario rehacer las decisiones. Por contra, si las decisiones que se determinan son válidas para todos los periodos, estamos frente a un enfoque de **recurso simple**. La situación intermedia, en la que las decisiones se recalculan al cabo de varias etapas se conoce como **recurso parcial** [Infanger, 92] .

Los enfoques de recurso completo deben garantizar que las decisiones que se toman en cada etapa no dependen de la información que aún no está disponible en esa etapa. Esto se formula mediante el llamado principio de no anticipatividad o de implantabilidad que establece que si dos escenarios diferentes son iguales hasta determinado instante de tiempo, entonces las variables de decisión que resulten para estos escenarios hasta dicho instante de tiempo deben ser iguales. Es decir que las decisiones que se toman hasta un cierto instante de tiempo dependen únicamente de la información disponible hasta dicho instante.

Esta condición en teoría de control se denomina causalidad. Un sistema es causal cuando su estado actual depende únicamente de las entradas en el instante actual y en instantes anteriores, pero no en instantes futuros.

El enfoque de recurso completo presentado en [Alvarez, 94] realiza una optimización frente a distintos escenarios minimizando la suma ponderada de su optimalidad. Las variables de decisión son distintas para cada escenario pero se añade un conjunto de restricciones de igualdad entre variables de decisión de distintos escenarios que fuerzan al cumplimiento del criterio de no anticipatividad. En este enfoque se realiza una única optimización para resolver las condiciones de explotación. Este enfoque es posible estructurando los distintos escenarios en forma de árbol de forma que hay escenarios semejantes hasta un cierto periodo de tiempo.

La implantabilidad también se consigue mediante el recurso parcial. En [Escudero, 97] se utiliza esta técnica mediante un análisis previo de escenarios. Los enfoques implantables aumentan considerablemente el tamaño del problema de optimización. En este trabajo se aborda su resolución mediante descomposición lagrangiana aumentada (ALD) tratando de sacar el máximo partido de la estructura particular que se obtiene en el problema al introducir implementabilidad.

En nuestro modelo el recurso completo se consigue mediante la utilización de un horizonte de planificación deslizante. Esta aplicación del principio de no anticipatividad es distinta de la de los modelos anteriores. Aunque el tratamiento que se hace de los escenarios en la planificación semanal implica una filosofía de recurso simple aisladamente, el hecho de que después de la simulación horaria de la semana se renueve la programación semanal tomando de nuevo un horizonte de un año a partir de ese instante, supone que el enfoque sea de recurso completo, siempre que se garantice que la información utilizada en la optimización es únicamente la correspondiente a instantes de tiempo actuales o pasados o bien estimaciones de lo que pudiera ocurrir en el futuro.

Es decir, a pesar de que en el modelo va a realizar la simulación para un determinado escenario (destino) al realizar una optimización, sólo podemos utilizar los datos que correspondan al pasado para dicha optimización. También podemos utilizar determinadas hipótesis sobre lo que podría ocurrir en el futuro (futuros). Si utilizamos datos del destino, correspondientes a momentos que aún no se han alcanzado en la simulación obtendremos una explotación más barata pero que sin embargo no corresponde a la realidad debido a que la explotación real del sistema se realiza en una

situación inevitable de desconocimiento de las circunstancias futuras con exactitud. De aquí la importancia de la distinción entre futuros y destino.

La distinción entre futuro y destino aparece en la bibliografía como una distinción entre **árbol de simulación** y **árbol de optimización**. Por ejemplo en [Carpentier, 95] se prueban distintas estrategias de optimización utilizadas para una asignación de unidades (*unit commitment*). En cada nodo del árbol de simulación se utiliza un árbol de optimización, distinto del de simulación para tomar la decisión óptima de forma no anticipativa mediante el esquema conocido como OLFO (*open loop feedback optimization*). En este trabajo, las bifurcaciones en los árboles son binarias y representan el hecho de que un grupo determinado falle o no. Véase Fig. 3-9. En nuestro modelo los destinos cumplen la misma función que el árbol de simulación y los futuros la misma que el árbol de optimización.

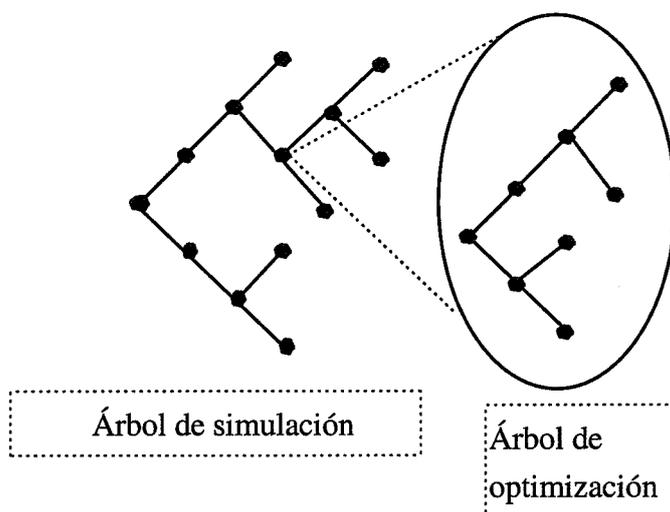


Fig. 3-9 Representación de un árbol de optimización y un árbol de optimización correspondiente a uno de sus nodos.

### 3.5 Descripción global del algoritmo

A continuación se describe el algoritmo completo de MADEA en pseudocódigo e indicando solamente procesos y no estructuras de datos. En primer lugar se presenta en versión determinista para mayor claridad. A continuación se introducen las modificaciones necesarias para hacerlo probabilista. La versión determinista describe cómo se realizaría la simulación en caso de tener un único destino de fallos, demanda y aportaciones tanto a nivel anual como a nivel semanal. Esta primera versión se detalla en la Tabla 3-3.

En este algoritmo se pueden apreciar los distintos niveles anual, semanal y horario y sus bloques de simulación y optimización conforme a la estructura que se explica en el apartado 3.3.2. El módulo “*calcular plan anual de mantenimiento*” realiza la optimización de nivel anual mientras que el bucle 2 constituye la simulación de este mismo nivel.

En cuanto al nivel semanal, éste está constituido por los módulos incluidos dentro del bucle 2. La optimización semanal está a cargo de los módulos “*optimizar explotación semanal*” y “*calcular criterios de explotación semanal*”. El resto de los módulos incluidos en el bucle 2 constituyen la parte de simulación semanal.

Por último, el nivel horario está constituido por el conjunto de módulos contenidos en el bucle 5. El módulo “*seguimiento óptimo de demanda en H*” es la parte de optimización mientras que el resto de módulos realizan la simulación.

Los módulos “*agregar resultados hora H*” y “*agregar resultados semana sucesiva S*” se encargan de registrar el estado del sistema hora a hora y semana a semana respectivamente. Este registro es el resultado de la simulación.

```

Calcular plan anual de mantenimiento
2 Repetir para todas las semanas S del año
  Optimizar explotación semanal
  Calcular criterios de explotación semanal
  Cubrir demanda inicial
  5 Repetir para cada hora H de la semana
    Seguimiento óptimo de demanda en H
    Agregar resultados hora H
    Avanzar estado horario
  Fin 5
  Agregar resultados semana sucesiva S
Fin 2
    
```

Tabla 3-3 Algoritmo general MADEA en versión determinista.

```

X = estado inicial
Calcular plan anual de mantenimiento
1 Repetir para todos los destinos anuales D
  2 Repetir para todas las semanas S del año
    Optimizar explotación semanal
    Calcular criterios de explotación semanal
    Generar escenarios (destinos) semanales E
  3 Repetir para todos los estados representativos X
    4 Repetir para todos los escenarios semanales E
      Cubrir demanda inicial
      5 Repetir para cada hora H de la semana
        Seguimiento óptimo de demanda en H
        Agregar resultados hora H
        Avanzar estado horario
      Fin 5
      Agregar resultados escenario E y estado X
    Fin 4
  Fin 3
  Elegir estados representativos X
  Agregar resultados semana sucesiva S
Fin 2
  Agregar resultados para el destino alternativo D
Fin 1
    
```

Tabla 3-4 Algoritmo general MADEA en versión probabilista. Los módulos señalados en negrita corresponden a la versión determinista.

En la Tabla 3-4 se presenta el algoritmo completo (probabilista) de MADEA en pseudocódigo. Se trata de la versión determinista ampliada para tener en cuenta la incertidumbre. Esto hace aparecer nuevos bucles además de los ya existentes.

En el nivel anual se añade el bucle 1, de forma que la simulación anual se realiza para varios destinos distintos, representando así la incertidumbre a escala anual. Los resultados de estos distintos destinos alternativos se agregan estadísticamente en el módulo “*agregar resultados para el destino alternativo D*”.

En el nivel semanal la simulación se realiza a partir de distintos estados representativos,

lo que se consigue añadiendo el bucle 3. En la primera semana estos estados representativos se reducen a uno sólo que es el estado del sistema al inicio del periodo total de simulación. Esto obliga a añadir además, dentro del bucle 2, un módulo que seleccione los estados representativos al final de cada semana para utilizarlos en la siguiente “*elegir estados representativos X*”.

También en el nivel semanal, se simulan distintos escenarios (destinos) semanales. Esto obliga a añadir un módulo previo (“*generar escenarios (destinos) semanales E*”) en que se generan mediante sorteo estos escenarios. La simulación para cada uno de los escenarios corre a cargo de un nuevo bucle, señalado con el número 4. Además es necesario introducir un módulo que realice la agregación estadística de los resultados de todos los escenarios semanales “*agregar resultados escenario E y estado X*”.

Los datos que se utilizan como entrada y salida de todos los módulos que aparecen en el algoritmo así como las operaciones que realizan cada uno de ellos se explican en detalle en los capítulos posteriores.

### **3.6 Adaptación a la nueva estructura del Sistema Eléctrico Español**

#### **3.6.1 Enfoque multinivel**

El enfoque multinivel desarrollado para MADEA e implantado para el Sistema Eléctrico Peninsular Español, es aplicable a otros sistemas eléctricos. Será necesario en cada caso analizar las características peculiares del sistema, los niveles en que se estructura su explotación y cómo se pueden reflejar éstos en un modelo estructurado en varios niveles. Como se ha visto, varios niveles del sistema pueden quedar reflejados en un solo nivel del modelo. Igualmente se habrá de definir el estado en cada uno de los niveles, los criterios de funcionamiento, la forma de representar los factores de incertidumbre y las técnicas de optimización/simulación que se usarán en cada nivel. Igualmente se determinará el nivel de detalle con que se modelan los elementos del sistema (mayor o menor desagregación de las centrales). A continuación se hacen algunas consideraciones sobre cómo adaptar este esquema a la nueva estructura del sistema eléctrico español surgida a partir de la firma del denominado protocolo eléctrico desarrollado posteriormente mediante la correspondiente ley.

La filosofía del esquema general de MADEA es la simulación jerárquica no anticipativa. Este enfoque se adapta naturalmente al nuevo esquema competitivo hacia el que se encamina el sistema eléctrico español y permite abordar distintos estudios de éste desde distintos puntos de vista orientados al análisis del comportamiento del mercado. La simulación permite observar cómo evolucionan los distintos agentes y permite representar todas las interacciones tanto técnicas como estratégicas que puedan ocurrir, de forma detallada. El desarrollo modular de MADEA permite incluir las modificaciones necesarias de forma adecuada en el nivel que correspondan.

Este nuevo enfoque debe incluir el modelo de casación de ofertas y de preparación de ofertas que aparecen en el nuevo esquema.

El modelo de **casación de ofertas** semanal y/o diario, bien sea de oferta simple u otro método, se deberá incluir en el nivel correspondiente, o en ambos si se hace en dos etapas. Este modelo se debe incluir de la forma más real posible, será un modelo de optimización y reproducirá de la forma más fiel posible el mecanismo de casación tal y

como se realice en la realidad. Este mecanismo será público en la realidad con lo que se dispondrá de toda la información respecto a él.

El modelo de **preparación de ofertas**, es decir el del comportamiento de los generadores aparecerá en los mismos niveles que el de casación de ofertas, es decir semanal y/o horario. Este modelo se puede incluir con tres niveles de detalle:

- Semejante al que usen las empresas (lo que puede suponer una carga computacional elevada )
- Versión simplificada determinista, que dependa de los criterios de empresa (estratégicas o marginales), comportamiento pasado de los competidores y estado del sistema. Si el modelo se enfoca desde el punto de vista de una empresa generadora, su modelo de decisión se puede incluir con más detalle que los de la competencia, sobre los que se tiene menos información.
- Modelo estadístico del comportamiento de las empresas.

Qué partes se modelan con más detalle en este nuevo esquema dependerá de si el punto de vista va a ser general o de un agente en particular y además del aspecto concreto en que va a centrar el modelo su atención. Los aspectos interesantes pueden ser: estudiar los efectos de la elasticidad de la demanda, impacto de la entrada y salida de agentes en el sistema, efectos de la hidraulicidad, tratamiento de las importaciones, planificación de los mantenimientos y efecto de los fallos en la explotación.

### 3.6.2 Generación de escenarios de precios marginales

Se sugiere una posible utilización del modelo, sin necesidad de cambios, para realizar estudios en el nuevo entorno competitivo. En este tipo de entorno, al realizarse la remuneración al precio marginal, los generadores tienen un nuevo elemento de incertidumbre, saber cuál será el precio marginal del sistema en el futuro. Esta información es de gran valor a corto plazo para realizar ofertas con grupos térmicos y a largo plazo para realizar estimaciones del valor del agua que permitan hacer ofertas para grupos hidráulicos.

MADEA puede utilizarse para generar escenarios de precios marginales y posteriormente optimizar las decisiones de oferta respecto a estos escenarios durante un periodo de un año. Los escenarios que genera MADEA corresponden a una gestión centralizada del sistema, es necesario suponer que el sistema ya ha llegado a un punto de equilibrio donde esta gestión coincide con la que se obtiene a través de una gestión competitiva en la que la competencia es perfecta. La ventaja fundamental de este enfoque frente a otros que obtengan las ofertas óptimas en una sola optimización está en la mayor fiabilidad que se obtiene al utilizar escenarios que resultan de una gestión no anticipativa.

Así pues en primer lugar habría que ejecutar MADEA para distintos escenarios y recoger para cada periodo qué grupos entran y tomando sus costes reales, suponer que éstos corresponden al precio de oferta, construyendo para cada escenario una curva de precio marginal en función de la potencia térmica utilizada. Supondremos los distintos escenarios generados equiprobables. Estas curvas habrá que generarlas para periodos diarios o horarios según el modelo al que correspondan las ofertas.

En segundo lugar habrá que resolver un problema de optimización sujeto a todas las restricciones de los grupos hidráulicos del sistema y cuya función objetivo represente el

beneficio de un grupo hidráulico (ingresos menos costes). La resolución de este problema requiere un tratamiento especial por tratarse de un problema no lineal.

Este enfoque es posible también generando escenarios de energía hidráulica utilizada en cada periodo a partir de la ejecución de MADEA y optimizando las ofertas mediante un algoritmo iterativo [Wilson, 97].

### **3.7 Resumen del capítulo**

MADEA está concebido como un modelo de simulación de la explotación de ámbito anual, con atención especial a la generación, con un modelado detallado de los procesos de decisión y una consideración específica de la incertidumbre. Esto ha llevado a que las características principales del sistema sean su estructura jerárquica y su particular tratamiento de la incertidumbre.

La estructura jerárquica, inspirada en un esquema de control adaptativo articula el modelo en un nivel anual, un nivel semanal y un nivel horario. Esta estructura se justifica por la estructura tanto del sistema como de los factores sujetos a incertidumbre como también de la gestión del sistema y además por las limitaciones en la potencia de cálculo. En esta jerarquía se combinan en cada nivel la simulación y la optimización.

El tratamiento de la incertidumbre se realiza desde una óptica no anticipativa y se consigue mediante la utilización de escenarios. Para evitar un tamaño excesivo del modelo se recurre a simplificar los modelos en los niveles superiores y a la selección de escenarios representativos.

A pesar de tratarse de un modelo representado como de explotación centralizada la estructura presentada puede ser utilizada tal cual para realizar algunos cálculos útiles en la nueva estructura competitiva del sistema eléctrico español. Esta estructura puede ser representada con el esquema presentado incluyendo en éste la preparación de ofertas de los agentes y la casación de las mismas por el operador de mercado.



---

## 4. Submodelos de nivel anual y semanal

---

En este capítulo se describen de forma conjunta los submodelos correspondientes al nivel anual y semanal. A pesar de su papel diferenciado en la estructura general del modelo su estructura es semejante así como la representación del sistema que se hace en ambos. También se describe cómo se articulan ambos para conseguir la simulación anual así como la preparación que se realiza de los resultados para alimentar al submodelo horario.

### 4.1 Representación del sistema

#### 4.1.1 Modelo de los grupos térmicos

Para modelar los grupos térmicos se utiliza el concepto de unidad generadora. Una unidad generadora se caracteriza por consumir un único combustible y tener una relación lineal entre su producción y su consumo. Modelaremos cada grupo térmico como un conjunto de unidades generadoras tal y como se muestra en la Fig. 4-1.

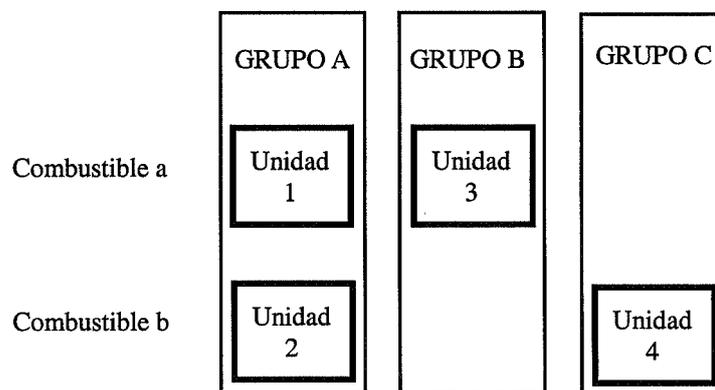


Fig. 4-1 Relación entre grupos térmicos, unidades generadoras y combustibles.

Cada unidad generadora  $g$  queda caracterizada por los siguientes datos:

$\bar{p}_g$           Potencia nominal.

$\underline{p}_g$	Mínimo técnico.
$ca_g$	Consumo de arranque.
$q_g$	Coefficiente de indisponibilidad de una unidad generadora.
$COMB_g$	Combustible utilizado.
$A_g$	Término variable de la función de consumo.
$B_g$	Término fijo de la función de consumo.

Adicionalmente, en el submodelo de nivel semanal:

$drg_{pg}$	Disponibilidad por revisión de unidad generadora.
------------	---

A su vez cada combustible  $c$  queda modelado mediante los siguientes parámetros:

$m_c$	Precio del combustible.
$S_{MAXc}$	Stock máximo.
$S_{MINc}$	Stock mínimo.
$C_{MAXc}$	Cuota máxima anual.
$C_{MINc}$	Cuota mínima anual.
$K_{pc}$	Compras del combustible $c$ en el periodo $p$ .

Los grupos térmicos  $t$  quedan definidos por los siguientes datos:

$\bar{p}_t$	Potencia nominal.
$\underline{p}_t$	Mínimo técnico.
$q_t$	Coefficiente de indisponibilidad de un grupo térmico.
$GDT_t$	Conjunto de unidades generadoras que definen al grupo.

Sólo en el nivel anual:

$t_{MANt}$	Tiempo de mantenimiento del grupo.
------------	------------------------------------

Este modelo permite representar los distintos tipos de generadores que se pueden presentar. Los generadores sencillos quedan representado por una única unidad generadora. Aquellos cuyo consumo no sea lineal quedarán representados por una unidad generadora por cada tramo lineal en que se divida la función de consumo, esto obligará a añadir restricciones adicionales para garantizar que los tramos entren a funcionar de forma secuencial. También se pueden representar mediante distintas unidades generadoras los grupos multicomcombustible así como aquellos que utilicen el mismo combustible pero con distintas procedencias y por lo tanto distintos precios.

#### 4.1.2 Modelo de los subsistemas hidráulicos

El equipo hidráulico en el modelo semanal está representado al nivel de los subsistemas. La potencia máxima es función lineal de las reservas del sistema. La potencia fluyente depende de las aportaciones. Los parámetros que caracterizan un subsistema hidráulico

$h$  son los siguientes:

$U_h$	Término constante de la relación potencia-reserva máxima.
$V_h$	Término lineal de la relación potencia-reserva máxima.
$i_h$	Subsistema inferior.
$\alpha_h$	Rendimiento de aportaciones al subsistema inferior.
$\bar{R}_h$	Reserva máxima.
$\underline{R}_h$	Reserva mínima.
$\bar{b}_h$	Potencia máxima de bombeo.
$\rho_h$	Rendimiento del ciclo turbinación-bombeo.

Se permite una representación simplificada de la red hidráulica de forma que cada subsistema vierte a otro, como por ejemplo la que se muestra en la Fig. 4-2. Esto requiere un indicador:

$EV_h$	Indicador de si un subsistema vierte a otro.
--------	--

#### 4.1.3 Representación del bombeo puro

Se permite la representación de grupos de bombeo puro con ciclo semanal. Los parámetros que caracterizan a cada grupo  $n$  son:

$\bar{p}b_n$	Potencia máxima de bombeo.
$\rho_n$	Rendimiento del bombeo puro.

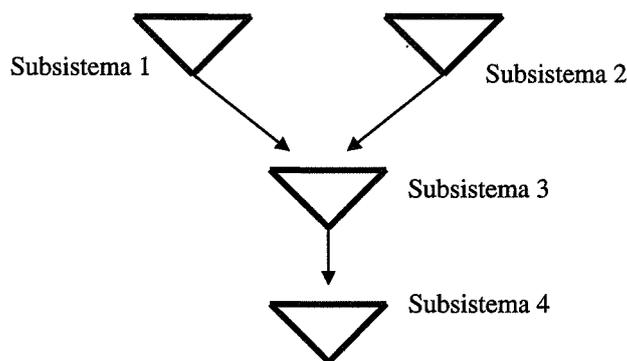


Fig. 4-2 Estructura simple para una red hidráulica.

#### 4.1.4 Fallos

Los fallos de los grupos se representan de forma determinista, es decir se considera la potencia de cada grupo multiplicada por su coeficiente de disponibilidad  $1-q_i$ . No se consideran fallos en los grupos hidráulicos. Al tratarse de un modelo de nudo único, no se consideran fallos en la red.

#### 4.1.5 Aportaciones

Las aportaciones se representan mediante un escenario medio. Se consideran por separado las aportaciones fluyentes y las modulables.

$APOR_{M^{hp}}^F$  Aportaciones fluyentes o modulables por subsistema y periodo

#### 4.1.6 Demanda

La demanda se representa mediante un valor por subperiodo  $s$  (laborable o festivo) y bloque  $b$  (punta, llano o valle). Estos valores se calculan a partir de los datos de demanda horaria para garantizar la consistencia entre los datos de ambos modelos:

$D_{psb}$  Demanda por periodo, subperiodo y bloque.

La condición de coherencia para la primera semana es:

$$D_{1sb} = \sum_{i \in sb} D_i \quad (4.1)$$

#### 4.1.7 Criterios hiperanuales de explotación

Los criterios hiperanuales de explotación se representan mediante curvas de coste futuro. Estas curvas valoran el coste esperado de explotación en que se incurre en el futuro por dejar los niveles de embalses y combustibles en un valor determinado. Para que el cálculo del óptimo sea posible utilizando programación lineal, esta función deberá ser lineal a tramos y convexa. Si denominamos  $p^*$  al último periodo de explotación su expresión es:

$$CF = \sum_h CF(r_{p^*h}) + \sum_c CF(stk_{p^*c}) \quad (4.2)$$

En la utilización práctica del modelo y debido al horizonte deslizante de explotación, en cada ejecución del modelo esta curva es distinta y se obtiene interpolando entre un subconjunto reducido de las curvas correspondientes a todo el año semana a semana.

En el apéndice A se plantea un enfoque alternativo al uso de curvas de coste futuro.

#### 4.1.8 Datos generales

$RR$  Coeficiente de reserva rodante.  
 $CENS$  Coste de la energía no suministrada.  
 $PNP$  Penalización por defecto de reserva rodante.  
 $PNE$  Penalización por exceso de energía.  
 $d_{psb}$  Duración de cada bloque por subperiodo y periodo

#### 4.1.9 Valores iniciales

$stk_{0c}$  Stock de cada combustible al inicio del primer periodo.

$r_{0h}$  Reservas de un subsistema hidráulico al inicio del primer periodo.

#### 4.1.10 Parámetros que se calculan a partir de los datos

$\underline{ph}_{ph}$  Potencia mínima en el subsistema

$$\underline{ph}_{ph} = \frac{APOR_{Fhp}}{\sum_s \sum_b d_{psb}}$$

(4.3)

### 4.2 Variables de decisión

A continuación se enumeran las variables que el modelo determina para que la función objetivo alcance su valor óptimo. Estas variables constituyen la salida del modelo.

$ag_{psg}$  Potencia acoplada de unidad generadora por periodo y subperiodo.

$apst$  Potencia acoplada de grupo térmico por periodo y subperiodo.

$pt_{psbg}$  Potencia generada por un grupo térmico por periodo, subperiodo y bloque.

$stk_{pc}$  Stock de un combustible en cada periodo.

$ph_{psbh}$  Potencia modulable en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.

$be_{psbh}$  Potencia bombeada en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.

$pb_{psbn}$  Potencia generada por el bombeo semanal en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.

$bs_{psbn}$  Potencia consumida por el bombeo semanal en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.

$r_{ph}$  Reservas de un subsistema hidráulico por periodo.

$ve_{ph}$  Vertidos en el subsistema hidráulico  $h$  por periodo.

$ns_{psb}$  Potencia no suministrada por periodo, subperiodo y bloque.

$w_{psb}$  Exceso de potencia generada por periodo, subperiodo y bloque.

$z_{ps}$  Defecto de reserva rodante por periodo y subperiodo.

Adicionalmente, sólo en el submodelo de nivel anual:

$drg_{pg}$  Disponibilidad por revisión de unidad generadora.

### 4.3 Submodelo de optimización anual

El submodelo anual es un modelo de programación entera mixta. Tanto las restricciones como la función objetivo son lineales. La mayor parte de las variables de decisión son consideradas continuas. Sólo las variables de disponibilidad  $drg_{pg}$  se consideran

variables enteras. La duración de los periodos se considera uniforme y del orden de una semana, dado que las paradas de mantenimiento de los grupos suelen ser del orden de una o dos semanas. Esto supone que el submodelo es largo de resolver. Sin embargo, este submodelo se resuelve una única vez en todo el modelo por lo que este hecho no es crítico. Alternativamente se puede utilizar un calendario de mantenimientos para el sistema proporcionado por otro modelo.

El único resultado que se utiliza del submodelo anual como dato para el submodelo semanal es el calendario de mantenimientos.

#### 4.4 Restricciones en la explotación en el submodelo anual

##### 4.4.1 Restricciones en el mantenimiento

Todas las unidades generadoras de un grupo deben tener mantenimientos simultáneos:

$$\forall g, g_1 / g \in GDT_i \& g_1 \in GDT_i: drg_p = drg_{p_1} \quad (4.4)$$

Se debe cubrir el mantenimiento total anual de cada unidad generadora. Si  $t^*$  cumple que  $g \in GDT_{t^*}$ :

$$\sum_p (1 - drg_{pg}) = t_{MANt^*} \quad (4.5)$$

##### 4.4.2 Cobertura de la demanda

Se debe cumplir el balance entre generación y demanda. La generación incluye producción térmica, hidráulica, bombeo y variables de holgura:

$$\sum_g pt_{psbg} + \sum_h (ph_{psbh} + \underline{ph}_{ph} - be_{psbh}) + \sum_n (pb_{psbn} - bs_{psbn}) + ns_{psb} - w_{psb} = D_{psb} \quad (4.6)$$

Además se debe contar con una reserva rodante suficiente para cubrir posibles contingencias.

$$\sum_g (pa_{psg} - pt_{psbg}) + \sum_h (U_h + V_h * r_{ph} - ph_{psbh} - be_{psbh}) + \sum_n \overline{pb}_n + z_{ps} \geq D_{psb} * RR \quad (4.7)$$

En esta expresión la potencia acoplada vale:

$$pa_{psg} = \overline{p}_g * (1 - q_g) * ag_{psg} \quad (4.8)$$

##### 4.4.3 Características de los grupos térmicos

La potencia acoplada debe ser menor o igual que la disponible.

$$ag_{psg} \leq drg_{pg} \quad (4.9)$$

La potencia producida debe ser menor o igual que la acoplada.

$$pt_{psbg} \leq pa_{psg} \quad (4.10)$$

La potencia producida debe ser mayor o igual que el mínimo técnico.

$$pt_{psbg} \geq pa_{psg} * \frac{p_g}{\rho_g} \quad (4.11)$$

#### 4.4.4 Gestión de los combustibles

Balance de combustibles en cada periodo.

$$stk_{pc} - stk_{p-1c} = K_{pc} - \sum_s \sum_b d_{psb} * \sum_{g:c=COMB(g)} (A_g * pt_{psbg} + B_g * pa_{psg}) \quad (4.12)$$

Donde  $d_p$  es la duración de un periodo:

$$d_p = \sum_s \sum_b d_{psb} \quad (4.13)$$

Cuota anual máxima:

$$\sum_p K_{pc} - stk_{p^*c} + stk_{0c} \leq C_{MAXc} \quad (4.14)$$

Cuota anual mínima.

$$\sum_p K_{pc} - stk_{p^*c} + stk_{0c} \geq C_{MINc} \quad (4.15)$$

#### 4.4.5 Características de los subsistemas hidráulicos

Potencia máxima dependiente de la energía almacenada:

$$ph_{psbh} \leq U_h + V_h * r_{p-1h} \quad (4.16)$$

Balance hidráulico. Incluye aportaciones, bombeo y aportaciones más vertidos de subsistemas superiores:

$$r_{ph} - r_{p-1h} = \sum_s \sum_b d_{psb} * (be_{psbh} * \rho_h - ph_{psbh}) + APOR_{Mhp} + \sum_s \sum_b d_{psb} \sum_{h \in EVh} ph_{psbh} + \sum_{h \in EVh} ve_{ph} - ve_{ph} \quad (4.17)$$

Balance del bombeo semanal:

$$\sum_n \sum_s \sum_b bs_{psbn} * d_{psb} * \rho_n = \sum_n \sum_s \sum_b pb_{psbn} * d_{psb} \quad (4.18)$$

#### 4.5 Función objetivo del submodelo anual

La función objetivo representa el valor de los costes de explotación anuales más los costes futuros debidos al estado final. Esta función se debe minimizar. Los costes que quedan incluidos en la función son:

- Costes debidos a potencia acoplada.
- Costes debidos a potencia producida.
- Penalizaciones debidas a energía no suministrada o suministrada en exceso.
- Penalizaciones debidas a defecto de reserva rodante.
- Costes futuros debidos al estado final del sistema.

$$F.O. = \sum_p \sum_s \sum_b d_{psb} \sum_g m_{COMBg} * (A_g * pt_{psbg} + B_g * pa_{psg}) + \\ + CENS * \sum_p \sum_s \sum_b d_{psb} * ns_{psb} + PNP * \sum_p \sum_s z_{ps} * \sum_b d_{psb} + \\ + PNE * \sum_p \sum_s \sum_b d_{psb} * w_{psb} + CF \quad (4.19)$$

#### 4.6 Tratamiento de la incertidumbre en el submodelo anual

El submodelo de optimización anual, proporciona los criterios de explotación a este mismo nivel. Para que la simulación sea suficientemente rica, estos criterios se utilizan para simular distintos destinos de hidraulicidad de forma que los resultados son una distribución estadística fruto de agregar los resultados de las distintas simulaciones. La simulación será tanto más rica cuantos más escenarios se consideren, pero a costa de mayor tiempo de simulación.

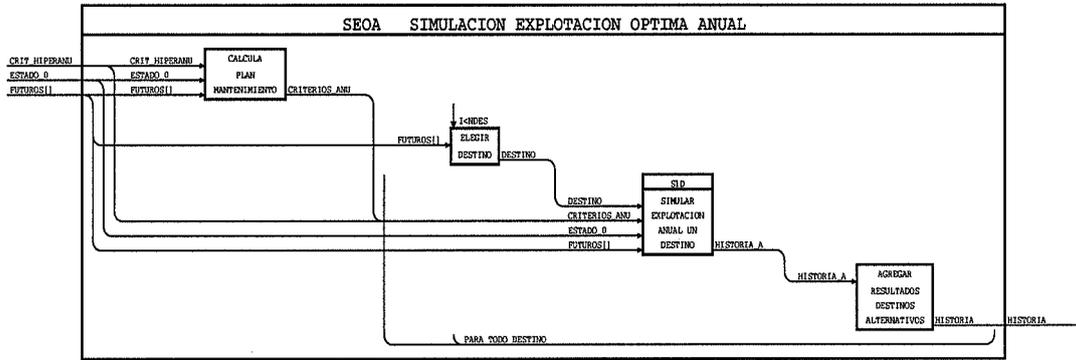


Fig. 4-3 Representación ANA del algoritmo general de simulación de la explotación óptima anual.

Esta simulación para varios destinos se consigue mediante una estructura como la que se describe en la Fig. 4-3. El submodelo de optimización anual (*calcula plan mantenimiento*) se ejecuta una sola vez y sus resultados se utilizan tantas veces como destinos distintos se simulen. El módulo *simular explotación anual un destino* trata separadamente la simulación de cada destino y se describe más adelante. Después de cada simulación un módulo específico se encarga de agregar los resultados de cada simulación proporcionando los resultados finales después de completar el proceso.

La transmisión de los resultados de optimización (criterios anuales) no necesita ningún tratamiento especial. Se utiliza directamente el plan de mantenimiento calculado.

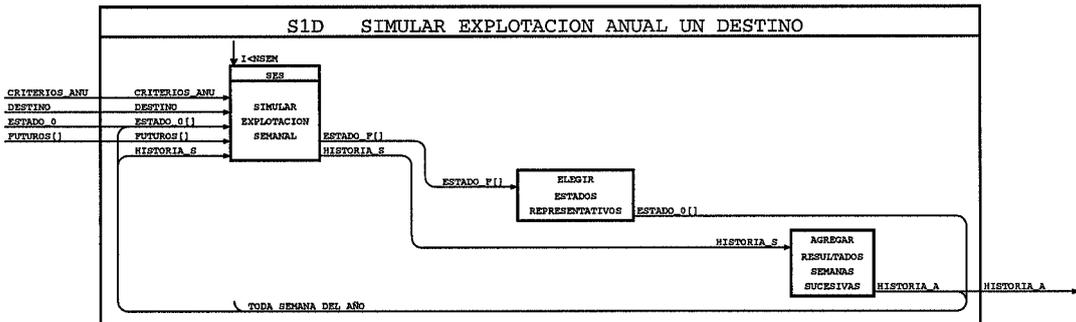


Fig. 4-4 Representación ANA del algoritmo de simulación de la explotación anual para un destino.

### 4.7 Simulación de la explotación anual para un destino

La simulación de la explotación anual para un destino supone realizar la simulación de cada una de las semanas para distintos escenarios de fallos, demanda y aportaciones, teniendo en cuenta el destino que se está simulando, que determina los valores medios de hidraulicidad. De esta simulación se encarga un módulo dedicado a esta tarea (*simular explotación semanal*) tal como se muestra en la Fig. 4-4. Este módulo incluye al submodelo semanal de optimización y también la simulación semanal, como se verá más adelante.

A este nivel se realiza una de las tareas críticas para la simulación como es la selección de representantes. Para disminuir el trabajo de optimización que realizan los módulos

inferiores, los estados finales de las simulaciones semanales se reducen de forma que los nuevos estados iniciales para la semana siguiente son un subconjunto convenientemente elegido.

En el apéndice B se describen en detalle las técnicas utilizadas en la selección de representantes.

El módulo *agregar resultados semanas sucesivas* recoge los totales de explotación de cada semana para proporcionar la historia anual después de repetir el bucle tantas veces como semanas tenga el año.

#### 4.8 Simulación de la explotación semanal

La simulación de la explotación semanal supone calcular los criterios para esta explotación mediante una optimización y posteriormente realizar la simulación para distintos escenarios.

La optimización determina la explotación óptima durante un año a partir del instante de simulación. Este módulo se describe en el apartado 4.3.

Los resultados de esta optimización para la primera semana y después de un procesado adecuado proporcionan los criterios para la explotación semanal. Cómo se realiza este cálculo es materia del apartado 4.11.

Por último se realiza la simulación de la explotación semanal. La forma de realizarla se describe en el Capítulo 5.

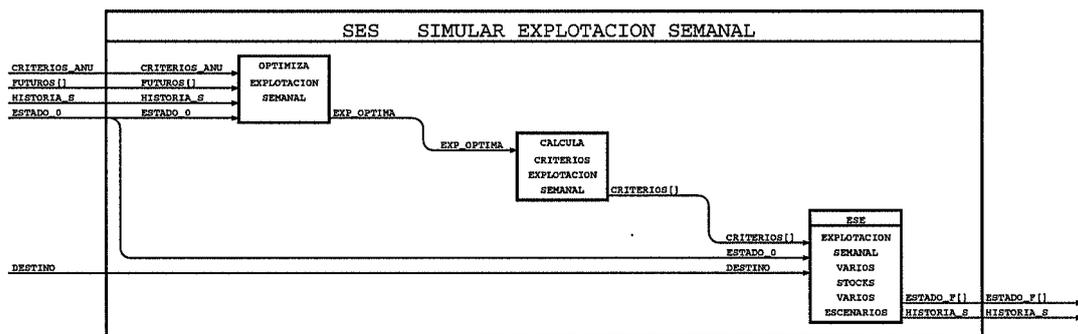


Fig. 4-5 Representación ANA del algoritmo de simulación de la explotación semanal incluyendo el módulo de procesamiento de los resultados.

#### 4.9 Submodelo de optimización semanal

El submodelo de optimización a escala semanal debe calcular los datos necesarios para proporcionar los criterios de explotación semanal. Se trata de determinar qué grupos acoplar a lo largo de la semana para satisfacer la demanda y qué parte de ésta debe ser cubierta con generación hidráulica y cuál con térmica. Igualmente se determinan las paradas nocturnas y de fin de semana. Este modelo utiliza programación entera mixta con restricciones y función objetivo lineales. Esto simplifica el enfoque de programación dinámica utilizada por los explotadores reales. Las restricciones de la programación representan las condiciones técnico-estratégicas de la explotación

mientras que la función objetivo, que se trata de minimizar, recoge los costes totales de explotación. El horizonte utilizado para la programación es anual y se completa con criterios anuales e hiperanuales provenientes de niveles de decisión superiores.

Las diferencias respecto al submodelo anual son:

- Representación telescópica del tiempo
- Tratamiento de todas las variables como continuas excepto las asociadas a los acoplamientos de los grupos en la primera semana, que se toman como enteras.
- Tratamiento de las variables de mantenimiento como datos
- Consideración de los arranques y paradas de los grupos. Inclusión de variables de arranque y parada de los grupos así como las restricciones asociadas a estas y un término en la función objetivo que recoge los costes asociados.

#### 4.9.1 Representación del tiempo

Dado que los resultados que interesan corresponden a la primera semana, se puede permitir que los periodos de estudio posteriores sean de mayor longitud para poder abarcar el periodo de estudio deseado utilizando un menor número de variables de decisión. Por otro lado, conforme los periodos de estudio se alejan más del instante actual, mayor es la incertidumbre a la que están sujetas las condiciones de explotación.

Estas dos circunstancias justifican el tratamiento que se hace del tiempo. La duración de los periodos de estudio se hace mayor conforme éstos se alejan del instante considerado como actual. Denominamos a este tratamiento del tiempo **telescópico**. La duración de los distintos bloques en los periodos y subperiodos  $d_{bsp}$  es distinta en cada uno de los periodos. Como los datos que alimentan al modelo corresponden a intervalos de tiempo de tamaño uniforme (ver Fig. 4-6) se requiere un proceso previo de los datos para elaborar los datos correspondientes a los periodos. Este tratamiento afecta a los datos de demanda, aportaciones, cuotas y mantenimientos.

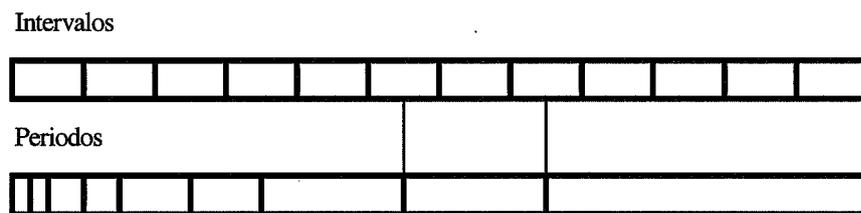


Fig. 4-6 Correspondencia entre intervalos y periodos.

Una ventaja adicional del tratamiento telescópico del tiempo es que la decisión de acoplamiento o no de los grupos generadores se modela con variables continuas para todos los periodos excepto para el primero en el cual se toman de forma discreta. De esta forma, aunque el modelo se hace más pesado al pasar a ser MIP, es de un tamaño pequeño y no hay que añadir un algoritmo de discretización.

#### 4.9.2 Variables de decisión

Las variables de decisión del submodelo semanal son las mismas que las del submodelo horario excepto que desaparece la variable  $dr_{gpg}$  de disponibilidad, que es tratada como dato y que se añaden las variables que representan los arranques y paradas de los grupos:

$parr_{psg}$  Potencia arrancada de una unidad generadora por periodo y subperiodo.

$pp_{psg}$  Potencia parada de una unidad generadora por periodo y subperiodo.

### 4.9.3 Restricciones

Las restricciones del submodelo semanal son las mismas que las del submodelo anual, eliminando las referentes al mantenimiento, añadiendo las correspondientes a los arranques y paradas y modificando el balance de combustibles para que tenga en cuenta el consumo de arranque. Es decir se excluyen las restricciones ( 4.5 ) y ( 4.6 ), se incluyen las dos siguientes ( 4.20 ) y ( 4.21 ) y se amplía la ( 4.12 ) que pasa a tener la expresión ( 4.22 ) presentada a continuación.

Definición de la potencia arrancada y parada de subperiodo festivo ( $s=1$ ) a subperiodo laborable ( $s=2$ ):

$$pa_{p1g} = pa_{p-1,2g} + parr_{p1g} - pp_{p1g} \quad (4.20)$$

Idem de laborable a festivo:

$$pa_{p2g} = pa_{p1g} + parr_{p2g} - pp_{p2g} \quad (4.21)$$

Balance de combustibles en cada periodo incluyendo consumos de arranque. Los consumos de arranque se atribuyen al combustible principal.

$$\begin{aligned} stk_{pc} - stk_{p-1c} = & K_{pc} - \sum_s \sum_b d_{psb} * \sum_{g:c=COMB(g)} (A_g * pt_{psbg} + B_g * pa_{psg}) - \\ & - \sum_{g:c=COMBg} ca_g * parr_{1sg} - \frac{d_p}{168} \sum_{g:c=COMBg} ca_g * parr_{2sg} - \left( \frac{d_p}{168} - 1 \right) \sum_{g:c=COMBg} ca_g * pp_{2sg} \end{aligned} \quad (4.22)$$

### 4.9.4 Función objetivo

Como en el submodelo anual, la función objetivo representa el valor de los costes de explotación anuales más los costes futuros debidos al estado final. En los costes de explotación, se incluyen los costes de arranque y parada. Esta función se debe minimizar. Los costes que quedan incluidos en la función son:

- Costes debidos a potencia acoplada.
- Costes debidos a potencia producida.
- Costes debidos a arranques y paradas.
- Costes futuros debidos al estado final del sistema.
- Penalizaciones debidas a energía no suministrada o suministrada en exceso.
- Penalizaciones debidas a defecto de reserva rodante.

$$\begin{aligned}
 F.O. = & \sum_p \sum_s \sum_b d_{psb} \sum_g m_{COMBg} * (A_g * pt_{psbg} + B_g * pa_{psg}) + \\
 & + CENS * \sum_p \sum_s \sum_b d_{psb} * ns_{psb} + PNP * \sum_p \sum_s z_{ps} * \sum_b d_{psb} + \\
 & + PNE * \sum_p \sum_s \sum_b d_{psb} * w_{psb} + \sum_p \sum_g ca_g m_{COMBg} * parr_{p1g} + \\
 & + \sum_p \left( \frac{d_p}{168} - 1 \right) \sum_g ca_g m_{COMBg} * parr_{p2g} + \sum_p \left( \frac{d_p}{168} - 1 \right) \sum_g ca_g m_{COMBg} * pp_{p2g} + \\
 & + CF
 \end{aligned}
 \tag{4.23}$$

### 4.9.5 Adaptación de datos para simulación de varias semanas

El horizonte de planificación del modelo se sitúa siempre un año después del momento presente.

Al avanzar el tiempo de simulación, también avanza el horizonte de planificación de forma que es distinto en distintas ejecuciones del modelo semanal. Este tratamiento del tiempo se conoce como horizonte de planificación deslizando (*rolling planning horizon*, ver Fig. 4-7). Como consecuencia de esto, mientras que el modelo semanal necesita datos para un año, el modelo completo necesita datos para dos años, un año más que el periodo al que se extiende la simulación.

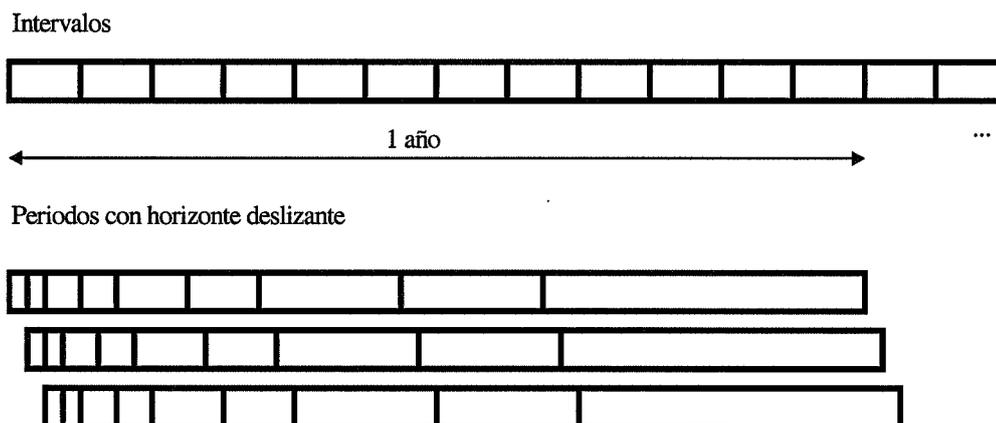


Fig. 4-7 Horizonte de planificación deslizante.

## 4.10 Procesado de resultados para el nivel horario

### 4.10.1 Necesidad del procesado de datos entre niveles

El modelo de nivel horario, necesita criterios que implican a niveles de decisión superiores, en concreto al nivel semanal. Estos criterios son datos para el nivel horario y se utilizan como tales. La coordinación entre modelos de largo plazo y de corto plazo es un problema que siempre aparece en el modelado de sistemas eléctricos.

La coordinación entre niveles diferentes se puede realizar bien mediante límites de programación (aproximación primal), bien mediante precios de despacho (aproximación dual). Por otro lado esta coordinación puede ser estricta a través de valores fijos o flexible mediante límites con tolerancia o reglas de programación. En cualquier caso, las discrepancias que aparecen entre los criterios de explotación y los resultados se deben a la presencia de incertidumbre en la explotación. En cualquier coordinación de este tipo, el punto crítico es el cumplimiento de las cuotas de combustible.

En nuestro caso, y dado que nuestro nivel inferior es de simulación pura y no de optimización podemos utilizar un enfoque mixto incluyendo variables primales y duales según convenga a la situación y tratando de reflejar de la forma más fidedigna la realidad.

#### **4.10.2 Resultados del nivel semanal utilizados**

El nivel semanal proporciona como resultado de la optimización con horizonte anual los datos de explotación para todos los periodos, subperiodos y bloques. Para la programación semanal sólo se utilizan los datos correspondientes al primer periodo. Los datos que se utilizan son:

- Potencias máximas y mínimas de los subsistemas hidráulicos.
- Potencias producidas por los subsistemas hidráulicos.
- Potencias bombeadas en los subsistemas hidráulicos.
- Grupos térmicos acoplados en cada subperiodo.
- Potencia producida por cada grupo térmico en cada subperiodo y bloque.
- Precios marginales en cada subperiodo y bloque.

#### **4.10.3 Datos necesarios**

Los datos necesarios para el nivel horario son los siguientes:

- Precios marginales para las decisiones de bombeo.
- Potencias máximas y mínimas de los subsistemas hidráulicos.
- Niveles en que debe entrar la generación hidráulica tanto en subperiodo laborable como en subperiodo festivo.
- Grupos disponibles
- Grupos disponibles clasificados por combustibles.
- Grupos que se acoplan en festivo.
- Grupos que se acoplan en laborable.
- Grupos que pueden realizar parada nocturna y días en que pueden realizarla.
- Proporción de combustibles en las centrales multicomcombustibles.
- Orden de carga de los grupos térmicos.
- Orden de carga de los grupos hidráulicos.
- Orden de carga de los grupos de bombeo.

## 4.11 Método de cálculo de los criterios de explotación semanal

### 4.11.1 Precios marginales para las decisiones de bombeo.

Este dato se toma directamente de los resultados del nivel semanal. Se utilizan los precios marginales en punta y valle en el primer periodo.

### 4.11.2 Potencias máximas y mínimas de los subsistemas hidráulicos.

Este dato se toma directamente de los resultados del nivel semanal. Así se refleja en el nivel horario la variación de potencia fluyente y también la variación de la máxima potencia que puede suministrar un subsistema dependiendo de la cantidad de energía que tiene almacenada.

Alternativamente se puede afinar este valor teniendo en cuenta la energía total producida por el grupo. De esta forma se puede conseguir en el submodelo de nivel inferior un reparto de la energía por grupos semejante al obtenido en la optimización.

### 4.11.3 Niveles en que debe entrar la generación hidráulica tanto en subperiodo laborable como en subperiodo festivo.

Estos niveles se calculan fácilmente sumando a la potencia fluyente, la producción térmica en punta pero eliminando la disminución atribuida a los fallos. Con esto se consigue en la simulación que entren a funcionar exactamente los mismos grupos al mismo nivel que el calculado en la optimización.

$$PHID_p = \sum_g \frac{pt_{p11g}}{q_g} + \sum_h \underline{p}_h$$

( 4.24 )

Este criterio se puede calcular separadamente para subperiodo festivo y laborable.

### 4.11.4 Grupos disponibles y grupos disponibles clasificados por combustibles.

Este no es un resultado de la optimización sino un dato que debe provenir del nivel anual. Estas listas se ordenarán según el orden de carga que se explica más adelante.

### 4.11.5 Grupos que se acoplan en festivo y grupos que se acoplan en laborable.

Estas listas se confeccionan directamente a partir de los resultados de la optimización.

### 4.11.6 Grupos que pueden realizar parada nocturna y días en que pueden realizarla.

El algoritmo de optimización no permite acoplamiento o desacoplamiento en bloques del mismo subperiodo por lo que la posibilidad de parada nocturna se debe calcular a posteriori. Una parada nocturna se efectuará si el coste de arranque en que se incurre al rearrancar el grupo es menor que el ahorro obtenido. El ahorro se calcula como el coste de tener funcionando el grupo toda la noche a mínimos técnicos menos el coste en que incurre el grupo que lo sustituye. El criterio para efectuar la parada por tanto es:

$$PT_{MINt} * C_t (PT_{MINt}) * d - PT_{MINt} * C_{MVs} * d > C_{ARRt}$$

( 4.25 )

Donde:

- $PT_{MINt}$  Mínimos técnicos del grupo  $t$ .  
 $C_t(PT_{MINt})$  Coste horario del grupo  $t$  funcionando a mínimos técnicos.  
 $d$  Duración de la parada nocturna en horas.  
 $CMV_s$  Coste marginal en valle en el subperiodo.  
 $CARR_t$  Coste de arranque en caliente de grupo  $t$ .

El número mínimo de horas que deberá durar la parada se obtiene de la misma expresión:

$$d_{MINt} = \frac{C_{ARRt}}{PT_{MINt} * (C_t(PT_{MINt}) - C_{MV_s})} \quad (4.26)$$

#### 4.11.7 Proporción de combustibles en las centrales multicomcombustibles

Dado que el simulador horario trabaja con un solo valor de proporción para toda la semana, esta se calcula como la proporción de energía producida en cada grupo con cada combustible. Supuesto que  $c=COMB_{g^*}$  :

$$Q_{ipc} = \frac{\sum_s \sum_b p_{psbg^*} * d_{psb}}{\sum_{g \in GDTt} \sum_s \sum_b p_{psbg} * d_{psb}} \quad (4.27)$$

Esta expresión se calculará únicamente para  $p=1$ .

#### 4.11.8 Orden de carga de los grupos térmicos

Este orden se ha de confeccionar a partir de las potencias producidas de los grupos. En primer lugar se realiza un ordenamiento orientativo utilizando los datos del subperiodo festivo. El orden definitivo se realiza a partir de los datos del periodo laborable, utilizando el orden orientativo para mejorarlo en casos de duda.

Para realizar el **orden orientativo** se tomarán en primer lugar los grupos que estén produciendo por encima de los mínimos técnicos en el bloque de valle. Se irá tomando:

- Los que estén produciendo al máximo antes que los que estén produciendo por debajo del máximo.
- Dentro de cada uno de estos dos conjuntos de grupos, los que estén sujetos a cuotas antes que los que no lo estén.
- Dentro de cada uno de los cuatro conjuntos de grupos formados se ordenarán por costes variables medios.

A continuación se tendrá en cuenta los grupos que no hayan sido ordenados todavía y que estén por encima de los mínimos técnicos en el bloque de llano teniendo en cuenta idénticos criterios.

Posteriormente se hace lo mismo con el bloque de punta. Por último se incluyen los grupos que queden en orden creciente de costes variables medios.

El **orden definitivo** se calcula de idéntico modo pero añadiendo un nuevo criterio, una vez formados en cada bloque los cuatro conjuntos de grupos teniendo en cuenta si están o no al máximo y si están o no sujeto a cuotas, se seleccionan en cada grupo antes aquellos grupos que estén antes en el orden orientativo.

Los criterios de prioridad utilizados en el algoritmo de forma esquemática son los siguientes:

1. Cálculo del orden orientativo (festivo)
  - 1.1. Bloque de valle
    - 1.1.1. Producción al máximo
    - 1.1.2. Sujeto a cuota mínima
    - 1.1.3. Menor coste variable medio
  - 1.2. Bloque de llano
    - 1.2.1. Producción al máximo
    - 1.2.2. Sujeto a cuota mínima
    - 1.2.3. Menor coste variable medio
  - 1.3. Bloque de punta
    - 1.3.1. Producción al máximo
    - 1.3.2. Sujeto a cuota mínima
    - 1.3.3. Menor coste variable medio
  - 1.4. Grupos sin clasificar
    - 1.4.1. Menor coste variable medio
2. Cálculo del orden definitivo (laborable)
  - 2.1. Bloque de valle
    - 2.1.1. Producción al máximo
    - 2.1.2. Sujeto a cuota mínima
    - 2.1.3. Orden orientativo
  - 2.2. Bloque de llano
    - 2.2.1. Producción al máximo
    - 2.2.2. Sujeto a cuota mínima
    - 2.2.3. Orden orientativo
  - 2.3. Bloque de punta
    - 2.3.1. Producción al máximo
    - 2.3.2. Sujeto a cuota mínima
    - 2.3.3. Orden orientativo
  - 2.4. Grupos sin clasificar
    - 2.4.1. Orden orientativo

#### **4.11.9 Interpretación del orden de carga. Aplicación en algoritmos de casación.**

Este algoritmo de cálculo del orden de carga resuelve el problema de ordenar un conjunto de grupos de forma jerárquica de cara a su utilización preferente en la

explotación a partir de unos resultados de optimización poco detallados. El motivo de esta falta de detalle es la agregación en bloques que se ha hecho de la demanda. El orden según costes variables no es la solución adecuada debido a la presencia de restricciones que distorsionan este orden.

Los grupos sujetos a cuotas, por ejemplo, se utilizan antes que otros de costes variables mayores debido precisamente a la presencia de la restricción de cuota mínima. Otra forma de utilizar los resultados, alternativa al cálculo de un orden de carga es la asignación de costes ficticios a los grupos afectados por restricciones y su despacho posterior en base a esos costes. En el caso de grupos sujetos a cuotas esto es equivalente a suponer que estos grupos se están beneficiando de una subvención que reduce sus costes. El problema de asignar costes ficticios debe ser tratado de forma heurística incluso si el detalle considerado en la demanda es horario.

Esta situación se presenta también cuando se desea hacer una casación en un sistema de despacho de la generación basado en ofertas como el descrito en [CNSE, 97]. En este caso las distorsiones en el orden se pueden producir por la existencia de costes de arranque y parada. Como el método de casación se basa en oferta simple, ésta debe internalizar todos los costes en que incurre el grupo para garantizar la recuperación de costes del grupos a través de la remuneración marginal. Esta internalización es equivalente a la asignación de costes ficticios citada anteriormente.

La dificultad de calcular esta oferta simple hace que el algoritmo de casación citado permita a los grupos que ofertan el establecimiento de una condición de ingresos mínimos que hace que no sean tenidos en cuenta en la casación si presentan ingresos por debajo de un valor fijado por ellos como una función lineal de la producción.

#### 4.11.10 Ejemplo

Este algoritmo refleja en un orden de mérito que se va a utilizar de forma cronológica los resultados de una optimización que ha sido obtenida por bloques. Su funcionamiento puede ser mejor comprendido a través de los resultados obtenidos en un ejemplo.

SUBPERIODO FESTIVO										
	Gr0	Gr1	Gr2	Gr3	Gr4	Gr5	Gr6	Gr7	Gr8	Gr9
PUN	0.980	0.588	0.441	0.560	0.514	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LLA	0.980	0.588	0.441	0.407	0.280	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
VAL	0.980	0.588	0.441	0.280	0.280	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SUBPERIODO LABORABLE										
	Gr0	Gr1	Gr2	Gr3	Gr4	Gr5	Gr6	Gr7	Gr8	Gr9
PUN	0.980	0.588	0.441	0.560	0.560	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LLA	0.980	0.588	0.441	0.560	0.560	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
VAL	0.980	0.588	0.441	0.407	0.280	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ORDEN	0	1	2	3	4	5	7	6	8	9

Tabla 4-1 Valores de potencia producida para un caso reducido y orden de mérito resultante

En la Tabla 4-1 se detallan los resultados de optimización para el caso reducido descrito en el apéndice B y el orden de mérito resultante. Obsévese que los grupos 0, 1 y 2 están

en base tanto en subperiodo festivo como en laborable y por lo tanto irán los primeros y ordenados por coste medio variable. El grupo 3 entra antes que el 4 porque está por encima de su mínimo en el valle laborable mientras que el 4 está a su mínimo técnico. El resto de grupos, que no están produciendo se ordenan por costes variables medios.

#### **4.11.11 Orden de carga de los grupos hidráulicos y orden de carga de los grupos de bombeo**

Se sigue un método análogo al descrito para los grupos térmicos pero sin criterios de sujeción a cuotas ni de coste variable medio. El último criterio que se utiliza es la potencia del grupo, se recurre antes a los grupos más pequeños. En el caso del bombeo se recurre antes a los grupos de mayor rendimiento.

### **4.12 Resumen del capítulo**

Los submodelos de optimización de nivel anual y semanal tienen papeles diferenciados en el modelo general. El primero calcula los periodos de mantenimiento de los grupos térmicos respetando las restricciones de explotación. El segundo determina la explotación a escala semanal para proporcionar los criterios de explotación al nivel horario y necesita como dato de entrada los resultados del submodelo anual. Sin embargo la estructura de estos dos modelos es similar. La representación del sistema tanto para grupos térmicos, hidráulicos y de bombeo es igual para ambos niveles. Asimismo, en los dos niveles la demanda queda modelada de forma determinista en varios bloques para cada uno de los subperiodos laborable y festivo. Igualmente se consideran deterministas los fallos y las aportaciones.

Ambos submodelos ven la explotación con un alcance anual y representando en su función objetivo los costes totales de explotación. La diferencia principal entre ellos es que el conjunto de variables de decisión incluye en el caso del submodelo anual el estado de mantenimiento de los grupos, que es un dato para el submodelo semanal. Además el submodelo anual añade restricciones asociadas a estas variables y elimina las variables y restricciones relacionadas con arranques y paradas, que son específicas del submodelo semanal. También es distinto el uso que se hace de los resultados.

Además de la estructura de los submodelos de optimización, se describe en este capítulo cómo se articulan éstos para conseguir la simulación anual. Esta articulación comprende en primer lugar el tratamiento de la incertidumbre a escala anual mediante la simulación de varios destinos. En segundo lugar incluye una selección de estados representativos para disminuir el número de optimizaciones a realizar. Por último, forma parte de esta estructura el procesado de los resultados del submodelo de optimización semanal para obtener los criterios de explotación semanal. Este procesado incluye la confección de un orden de carga para la simulación horaria a partir de los resultados de la optimización semanal.



---

## 5. Submodelo de nivel horario

---

El submodelo de nivel horario se ocupa de la cobertura de la demanda hora a hora de forma secuencial durante una semana. Este nivel de detalle permite tener en cuenta aspectos de la explotación como son las limitaciones en la velocidad de subida y bajada de potencia de los grupos (rampas), los cambios en la explotación en caso de averías debido a la aparición de vertidos y otros aspectos de detalle que sólo pueden tratarse adecuadamente a nivel horario. La explotación se realiza a partir de los criterios proporcionados por los niveles superiores y de forma no anticipativa, es decir no se conocen los fallos, la demanda y las aportaciones hasta que suceden. Este modelo es de nudo único.

### 5.1 Tratamiento de la incertidumbre

Para representar la incertidumbre, la explotación se realiza frente a diversos escenarios de fallos, demanda y aportaciones, sorteados de forma aleatoria. El resultado del modelo son las estadísticas sobre la historia del sistema y su estado. Se utilizan varios estados del sistema como punto de partida y además se simulan para cada uno de ellos distintos escenarios tal y como se ve en la Fig. 5-1.

Los distintos estados de partida, correspondientes a distintos *stocks* de combustibles y niveles de reservas, vienen proporcionados por niveles superiores y corresponden a un conjunto reducido de los estados finales de la simulación en la semana anterior. El nivel superior también proporciona los criterios de explotación semanal para cada uno de los estados iniciales. Dadas las limitaciones de tiempo impuestas para el modelo, un número razonable de estados iniciales distintos está entre uno y cinco. El número de estados iniciales con que se comienza cada semana debe ser elegido de forma que las variables que se desea estudiar se obtengan con un margen de confianza adecuado. Este número depende del sistema que se esté estudiando y deberá ser determinado para cada sistema en concreto.

Para cada estado inicial se realiza un conjunto de simulaciones con distintos escenarios de fallos, demanda y aportaciones. En cada uno de ellos se recoge el valor final de las magnitudes relevantes para calcular los resultados que se desea obtener. También se devuelve como resultado el conjunto de estados finales, de entre los que se seleccionarán los representativos para realizar la simulación de la semana siguiente. Dadas las limitaciones de tiempo impuestas para el modelo, un número razonable de escenarios distintos por cada estado inicial está entre diez y cincuenta. Al igual que el número de estados iniciales en cada semana, el número de escenarios distintos que se simulan cada semana deberá ajustarse a las características concretas del sistema en estudio.

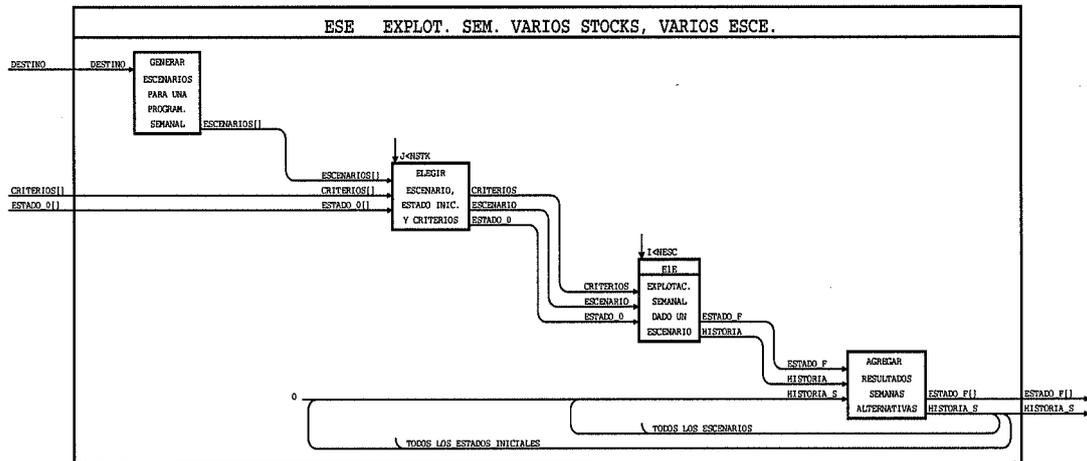


Fig. 5-1 Representación ANA del algoritmo de simulación de la explotación semanal con incertidumbre. Contiene dos bucles, el exterior para los distintos estados iniciales y el interior para los distintos escenarios.

### 5.1.1 Fallos de los grupos térmicos

Los fallos de los grupos térmicos se representan mediante dos distribuciones estadísticas. La primera representa el tiempo medio que transcurre desde un fallo hasta la reparación. Este tiempo nunca es negativo, se concentra en torno a un valor medio y en algunas ocasiones las reparaciones se alargan considerablemente por encima de la media. Estas características quedan bien representadas por una distribución log-normal. Una distribución log-normal queda definida por su media (en este caso el tiempo medio hasta la reparación, MTTR) y por su varianza  $\sigma^2$ . Su función de densidad es:

$$LN(\mu, \sigma^2): f_T(t) = \frac{1}{t\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2\sigma^2}\right)$$

$$t > 0$$

$$MTTR_i = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right)$$

$$VTTR_i = \exp(2\mu + \sigma^2) [\exp(\sigma^2) - 1]$$

(5.1)

La segunda distribución corresponde al tiempo que transcurre desde la reparación de un grupo hasta que se produce un fallo. Esta distribución podemos representarla como una exponencial de parámetro  $\lambda$  cuya media sea el tiempo medio hasta el fallo (MTTF). Su función de densidad tiene la forma:

$$\begin{aligned}
 f_T(t) &= \lambda e^{-\lambda t} \\
 0 \leq t < \infty, \lambda > 0 \\
 \lambda &= \frac{1}{MTTF}
 \end{aligned}
 \tag{5.2}$$

La distribución exponencial es una distribución definida por un solo parámetro. Se utiliza habitualmente para evaluar la fiabilidad de sistemas sujetos a fallos. Esta elección se justifica porque normalmente no tenemos datos suficientes de los fallos a lo largo de la vida de un equipo para sustentar un modelado más complejo. Además, se demuestra [Billinton, 92] que si el número de estados es finito y las probabilidades no varían con el tiempo, la distribución de probabilidad que se asigne a los elementos del sistema no afecta a los resultados globales. En esta misma referencia así como en [Law, 91] se puede consultar otro tipo de distribuciones que se utilizan en problemas de fiabilidad de sistemas, así como los métodos para tomar muestras de estas distribuciones.

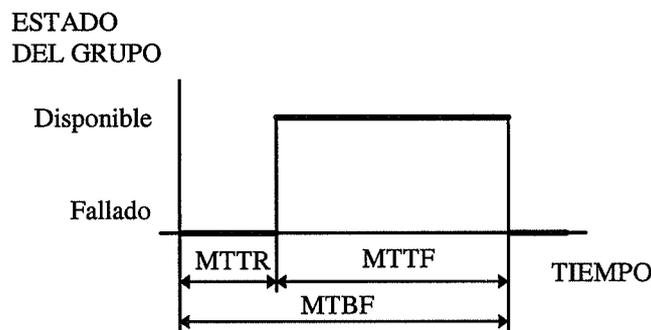


Fig. 5-2 Representación del ciclo medio fallo-reparación de un grupo.

A partir de estas distribuciones podemos simular el ciclo fallo-reparación de un grupo, que alternará periodos de funcionamiento con periodos de fallo. Los periodos de funcionamiento tendrán una duración media MTTF y los periodos en que el grupo está fallado tendrán una duración media MMTR. Otros parámetros de interés que se definen son MTBF (tiempo medio antes del fallo) y  $q$  (coeficiente de indisponibilidad):

$$\begin{aligned}
 MTBF_i &= MTTF_i + MTTR_i \\
 q_i &= \frac{MTTR_i}{MTBF_i}
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

Para la simulación de la vida del grupo durante una semana y dado que no se tiene en cuenta el estado final en cuanto a estado de fallo de los grupos es necesario hacer dos sorteos por grupo. El primero determina en qué punto del ciclo de vida comienza el

grupo, suponiendo un ciclo con duración media de los periodos, es decir si el grupo comienza la semana fallado o no. Si  $u$  es un número aleatorio muestreado de una distribución uniforme en el intervalo  $[0,1)$  consideramos el grupo fallado si  $u < q$  y disponible si  $u \geq q$ .

El segundo sorteo determina cuándo se produce el siguiente fallo si el grupo comienza funcionando o cuándo se repara si comienza funcionando. Si el grupo ha comenzado fallado, la hora de reparación se calcula tomando una muestra  $u_{LN}$  de la distribución log-normal de la expresión ( 5.1 ). Se debe satisfacer:

$$u * MTBF < u_{LN} \tag{5.4}$$

En caso contrario se repite el sorteo para garantizar que la reparación se produce en un instante posterior al actual, hasta el que el grupo ha funcionado.

Si el grupo comienza la semana funcionando el instante de fallo se obtiene tomando una muestra  $u_\lambda$  que se distribuya según la expresión ( 5.2 ). En este caso la condición para que el fallo se produzca en un instante posterior al actual es:

$$u * MTBF - MTTF < u_\lambda \tag{5.5}$$

Si el fallo o la reparación se producen después del final de la semana que se simula, no se tienen en consideración.

### 5.1.2 Aportaciones

Las aportaciones para la simulación se obtienen por medio de sorteos a partir de los parámetros calculados en base a las series históricas de aportaciones. Se sortea un nivel de aportaciones para cada subsistema y para cada día, ya que las aportaciones se incorporan una vez al día en las horas de valle. Dada la correlación existente entre temperatura media y lluvias (a más lluvias, más temperatura), ésta se sortea simultáneamente también para cada día.

En primer lugar se sortean simultáneamente la temperatura y las aportaciones totales. Esto se obtiene mediante la siguiente expresión que corresponde al sorteo de una distribución multinormal de dimensión 2:

$$\begin{bmatrix} W_{TOT} \\ T \end{bmatrix} = C_T * U + \begin{bmatrix} \sum_h \mu_{ph} \\ T_{Mp} \end{bmatrix}$$

$$\Sigma_T = C_T * (C_T)^T \tag{5.6}$$

Donde:

- $W_{TOT}$  Valor total de las aportaciones sorteado.
- $T$  Temperatura sorteada.
- $\Sigma_T$  Matriz de covarianzas entre las aportaciones totales y la temperatura.

$C_T$	Matriz triangular inferior que multiplicada por su transpuesta da como resultado $\Sigma_T$ . Al ser $\Sigma_T$ simétrica y definida positiva, este cálculo se puede llevar a cabo mediante la transformación de Cholesky. (Véase [Rubinstein, 81]).
$U$	Vector aleatorio de dimensión 2 cuyas componentes son muestras de una normal (0, 1).
$\mu_{ph}$	Valor medio de las aportaciones por periodo y subsistema.
$T_{Mp}$	Temperatura media en el periodo.

Un segundo sorteo sirve para desagregar las aportaciones entre los distintos subsistemas. Nuevamente se sortea una distribución multinormal. En este caso las variables aleatorias son las aportaciones en cada subsistema. La expresión que se utilizará es:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\kappa} W &= C * U + \mu_p \\ \Sigma_p &= C * C^T \end{aligned} \tag{5.7}$$

Donde:

$W$	Vector de dimensión $h$ que representa el resultado de un sorteo de aportaciones.
$\kappa$	Factor de escala que garantiza que las aportaciones sorteadas suman la total:

$$W_{TOT} = \sum_i W_i \tag{5.8}$$

$\Sigma_p$	Matriz de covarianzas entre las aportaciones de los distintos subsistemas correspondiente al periodo.
$C$	Matriz triangular inferior que multiplicada por su transpuesta da como resultado $\Sigma_p$ . Al ser $\Sigma_p$ simétrica y definida positiva, este cálculo se puede llevar a cabo mediante la transformación de Cholesky. (Véase [Rubinstein, 81]).
$U$	Vector aleatorio de dimensión $h$ , cuyas componentes son muestras de una normal (0, 1).
$\mu_p$	Vector de aportaciones medias correspondiente al periodo.

Mediante un tercer sorteo se divide la aportación en cada subsistema entre los siete días de la semana. En este caso se toman siete números correspondientes a una distribución uniforme en el intervalo [0, 1) y se reparte el total de aportaciones en el subsistema de forma proporcional a estos números. Este tercer sorteo se repite para cada subsistema.

Dado que el énfasis general del modelo está en el parque generador térmico no se ha incluido el efecto de la correlación temporal de las aportaciones. Incluir este efecto

supone que la expresión del sorteo se complica añadiendo una nueva matriz de números aleatorios que represente este efecto. (Ver [Valencia, 72]).

### 5.1.3 Demanda

El modelo de la demanda permite la creación de múltiples escenarios horarios de demanda para realizar la simulación. La demanda se considera como el resultado añadido de cuatro factores.

El primer factor es una curva patrón proporcionada por modelos superiores y que corresponde a una media estadística de la demanda para determinado tipo de día (Lunes, laborable medio, víspera de fiesta, Domingo etc.) La curva patrón asigna un valor de demanda total para cada hora de la semana.

El segundo factor es un coeficiente que afecta a esta demanda patrón y que depende de forma no lineal de la temperatura. Recordemos que la temperatura se ha calculado de forma correlada con las aportaciones. Este coeficiente refleja el aumento del consumo cuando la temperatura se hace extrema, bien por frío o por calor.

El tercer factor es un rizado aleatorio sobre los dos anteriores. Tendrá una distribución normal de varianza conocida. Representa la aleatoriedad de la demanda debida al comportamiento imprevisible de los consumidores.

El cuarto factor, menos importante, refleja variaciones sobre el anterior. Es la suma acumulada de otra normal de media cero y varianza conocida. Representa de forma aproximada el comportamiento de los autoprodutores.

La demanda en cada hora  $i$  se calcula como:

$$D_i = k(T) * dp_i + F_a + c_i \tag{5.9}$$

Donde:

- $D_i$  Demanda en la hora  $i$ .
- $k(T)$  Factor dependiente de la temperatura.
- $dp_i$  Demanda patrón en cada hora  $i$ .
- $c_i$  Suma acumulada de  $F_c$ :

$$c_i = \sum_{n=0}^i F_c \tag{5.10}$$

- $F_a$  Factor aleatorio de la demanda con distribución  $F_a: N(0, \sigma_a^2)$
- $F_c$  Factor correlado de la demanda con distribución  $F_c: N(0, \sigma_c^2)$
- $\sigma_a^2$  Varianza del factor aleatorio.
- $\sigma_c^2$  Varianza del factor correlado.

## **5.2 Resultados del modelo**

Los resultados semanales se obtienen en forma de distribución ya que son el resultado de promediar la explotación del sistema durante una semana frente a diversos escenarios y partiendo de distintos estados iniciales. También se recogen los valores máximo y mínimo de cada magnitud. Estos resultados deberán sumarse a los de otras semanas para obtener resultados anuales.

Los resultados que proporciona el modelo son las distribuciones de las siguientes magnitudes:

- Estado final del sistema: producciones, disponibilidades, reservas en los subsistemas.
- Stock final de los diversos combustibles.
- Consumo de cada combustible.
- Consumo de cada grupo.
- Producción total de cada grupo.
- Producción media de cada grupo.
- Bombeo total en cada subsistema hidráulico.
- Aportaciones recibidas de subsistemas superiores en cada subsistema hidráulico.
- Vertidos en cada subsistema hidráulico.
- Coste de cada grupo térmico.
- Tiempos de funcionamiento, en mantenimiento y fallado de cada grupo térmico.
- Número de arranques, paradas y fallos en cada grupo térmico.
- Producciones, consumos y costes globales.

## **5.3 Simulación de una semana para un escenario**

La simulación de una semana completa dado un único escenario supone asignar un estado inicial al sistema y posteriormente avanzar hora a hora hasta cubrir la semana completa como se ve en la Fig. 5-3.

El estado inicial se asigna en “Cubrir Demanda Inicial” asignando a todos los grupos acoplados sus mínimos técnicos.

El avance hora a hora (“Seguimiento Horario Optimo de la Demanda”) se realiza según el algoritmo detallado en el apartado 5.11.2 .

Antes de avanzar la hora siguiente ha tomarse nota del estado del sistema para las estadísticas que se han de obtener como resultados (“Agregar Resultados Horas Sucesivas”).

Luego se ha de actualizar el estado debido a los eventos que ocurran esa hora (“Avanzar Estado Horario”). Por lo tanto, se considera que los eventos ocurren al final de la hora. La actualización del estado también implica actualizar los *stocks* de combustibles y los niveles de reserva de los embalses.

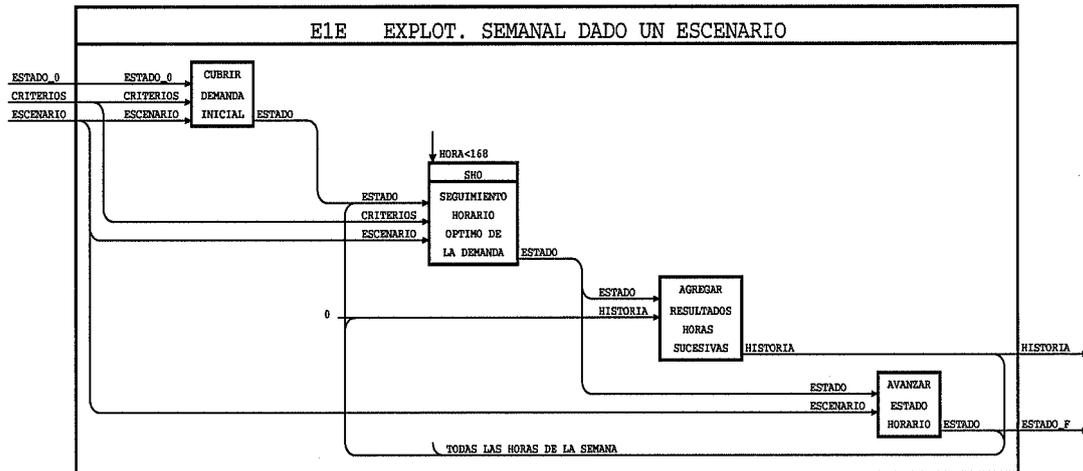


Fig. 5-3 Representación ANA del algoritmo de simulación de una semana para un escenario determinado. El bloque “SHO Seguimiento. Horario Optimo de la Demanda” es el encargado de realizar la operación horaria del sistema.

## 5.4 Resultados de la simulación de un escenario

Los resultados que proporciona el modelo son:

- Estado final del sistema: producciones, disponibilidades, reservas en los subsistemas.
- *Stock* final de los diversos combustibles.
- Consumo de cada combustible.
- Consumo de cada grupo.
- Producción total de cada grupo.
- Producción media de cada grupo.
- Bombeo total en cada subsistema hidráulico.
- Aportaciones recibidas de subsistemas superiores en cada subsistema hidráulico.
- Vertidos en cada subsistema hidráulico.
- Coste de cada grupo térmico.

- Tiempos de funcionamiento, en mantenimiento y fallado de cada grupo térmico.
- Número de arranques, paradas y fallos en cada grupo térmico.
- Producciones, consumos y costes globales.

### 5.5 Seguimiento horario óptimo de la demanda

El seguimiento horario de la demanda se realiza conforme al esquema representado en la Fig. 5-4. En los apartados siguientes se detalla el modelado del sistema utilizado en este seguimiento y los pasos en detalle del algoritmo.

Básicamente se realiza en primer lugar una asignación preliminar de los niveles totales de generación hidráulica y bombeo. A continuación y en base a la variación que se hay producido de la demanda se realiza una asignación la producción térmica a partir de la que se hubiera hecho en la hora anterior, esta asignación puede llevar a cambios en la asignación hidráulica previa. A continuación se desagrega la asignación realizada de generación hidráulica entre los distintos subsistemas. Por último se toman las decisiones pertinentes en caso de que se presenten eventos de fallos, reparaciones o paradas nocturnas.

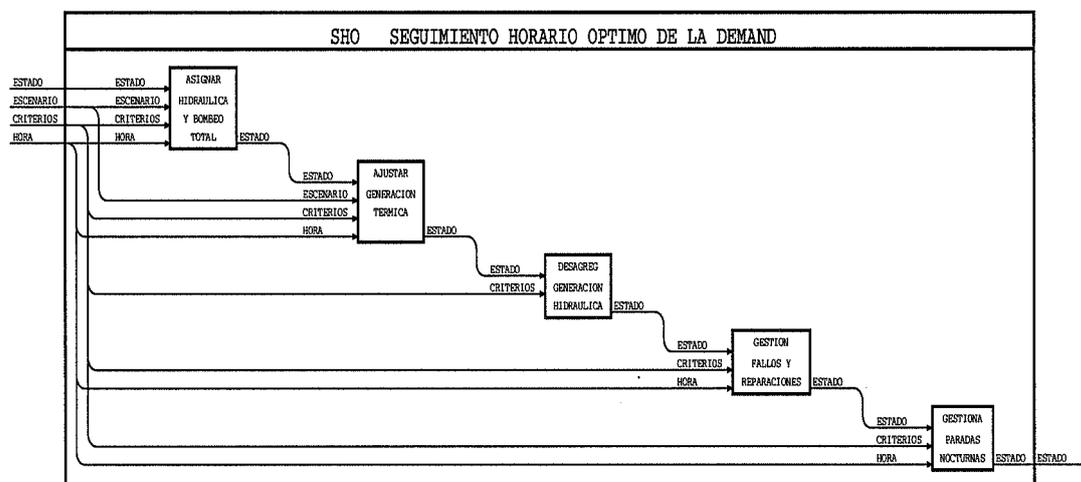


Fig. 5-4 Representación ANA del algoritmo de seguimiento horario óptimo de la demanda.

### 5.6 Modelo de los grupos térmicos

Los datos que definen un grupo térmico  $t$  son:

- $\bar{p}_t$            Potencia nominal.
- $p_t$             Mínimo técnico.
- $RS_t$           Rampa de subida horaria.
- $RB_t$           Rampa de bajada horaria.
- $COMBUS_t$    Lista de combustibles que puede consumir.

$c_{tc}(p)$	Función de consumo por potencia producida de cada combustible.
$ca_t$	Consumo de arranque.
$cc_t$	Grupo de ciclo combinado.
$\beta_t$	Máxima relación en que funciona el grupo de ciclo combinado.
$q_t$	Coefficiente de indisponibilidad de un grupo térmico.
$MTTF_t$	Tiempo medio hasta el fallo.
$m_c$	Precio de cada combustible.

Los combustibles que utilizan los grupos pueden ser uno o varios. Las proporciones en que se utilizan son criterios de nivel superior. El precio para cada combustible es siempre el mismo, sin embargo la curva de consumo de dicho combustible para cada grupo es diferente. Esto permite modelar los distintos tipos de grupos como grupos multicomcombustible y grupos con combustibles de coste variable.

### **5.7 Modelo de los subsistemas hidráulicos**

El equipo hidráulico en el modelo horario está representado a nivel de subsistema. El aspecto de mayor detalle que se tiene en cuenta son los estados de emergencia de los niveles de reserva: vertidos y vaciado. Los parámetros que caracterizan un subsistema hidráulico  $h$  son los siguientes:

$\bar{p}_h$	Potencia máxima del grupo en el periodo semanal.
$\underline{p}_h$	Potencia fluyente.
$i_h$	Subsistema inferior.
$\alpha_h$	Rendimiento de aportaciones al subsistema inferior.
$\bar{R}_h$	Reserva máxima.
$\underline{R}_h$	Reserva mínima.
$\omega_h$	Coefficiente de seguridad para considerar vertidos.
$\bar{b}_h$	Potencia máxima de bombeo.
$\rho_h$	Rendimiento del ciclo turbinación-bombeo.

### **5.8 Representación del escenario de fallos, aportaciones y demanda.**

#### **5.8.1 Fallos**

El escenario de fallos vendrá representado por:

$FALLOS_t$	Hora en que falla cada grupo.
$REPARA_t$	Hora en que es reparado cada grupo.

Estos parámetros incluyen la información de los fallos que se producen antes de la semana y excluyen la información de los fallos producidos después del final de la semana que se estudia.

### 5.8.2 Aportaciones

Las aportaciones para la simulación de un escenario se representan mediante:

$W_{TOT}$	Valor total de las aportaciones sorteado.
$T$	Temperatura sorteada.
$W$	Vector de dimensión $h$ que representa el resultado de un sorteo de aportaciones.
$W_{hi}$	Aportaciones por subsistema y hora.

### 5.8.3 Demanda

La demanda se representa mediante:

$D_i$	Demanda en la hora $i$ .
-------	--------------------------

## 5.9 Criterios semanales de explotación

Los criterios que conectan el nivel semanal con el horario son los que siguen:

$ir_{tp}$	Indisponibilidad por revisión del grupo $t$ en el periodo $p$ .
$Q_{tpc}$	Proporción de combustibles en cada grupo térmico periodo.
$PNOC_{ts}$	Grupos que pueden realizar paradas nocturnas y subperiodos en que pueden realizarlas.
$DISP$	Lista de grupos disponibles no sujetos a cuotas mínimas.
$DISP_c$	Lista de grupos sujetos a cuotas mínimas por combustibles.
$ORDT_t$	Orden de carga de los grupos térmicos.
$ORDH_t$	Orden de carga de los grupos hidráulicos.
$ORDB_t$	Orden de carga de los grupos de bombeo.
$PHID_p$	Valor de demanda de la entrada de la producción hidráulica en cada subperiodo calculada mediante el criterio de laminación.
$CMVs$	Coste marginal del agua en valle en cada subperiodo.
$CV_t$	Coste variable de cada grupo produciendo la potencia nominal.

## 5.10 Estado del sistema

El estado horario del sistema está constituido en el modelo por el *stock* de los combustibles, que incluye el nivel de reservas de agua en cada subsistema (que influye de forma más significativa en la explotación en caso de vertidos o embalses vacíos) y el estado de los grupos térmicos y subsistemas hidráulicos.

$R_{hi}$	Nivel horario de reservas en cada subsistema hidráulico.
$S_{ci}$	Nivel horario de <i>stock</i> de cada combustible.
$at_{sp}$	Reducción de potencia térmica acoplada respecto a la disponible del grupo. A este nivel se trata como variable entera.
$p_{ti}$	Potencia térmica suministrada por el grupo cada hora.
$p_{hi}$	Potencia hidráulica suministrada por el grupo cada hora.
$b_{bi}$	Potencia bombeada por un grupo de bombeo cada hora.

### 5.11 Operación horaria del sistema

El corazón del modelo horario es el módulo encargado de calcular el estado del sistema en la hora siguiente a partir del estado en la hora actual. Para ello se tienen en cuenta los criterios de explotación y el escenario de fallos, demanda y aportaciones en que se está realizando la simulación. El objetivo es saber cómo responde el sistema a un cambio en las condiciones de explotación que normalmente es un incremento o decremento de demanda y que en algunos casos puede suponer el fallo de algún grupo. La respuesta del sistema es subir o bajar la producción de las unidades acopladas y también desacoplar o acoplar nuevas unidades de entre las disponibles. Estos acoplamientos y desacoplamientos se programan para horas futuras.

La operación del sistema se considera hora a hora de forma que todos los sucesos relevantes para el sistema se supone que ocurren en la hora exacta. El esquema que se ha seguido para modelar el sistema corresponde a una simulación estocástica cronológica con tamaño de intervalo de tiempo fijo y orientada a eventos. Si en una hora no hay eventos, el estado del sistema permanece constante. La simulación comienza con un programa de eventos, pero éste puede cambiar debido a los eventos existentes, que pueden generar o eliminar otros eventos dentro del programa.

#### 5.11.1 Descripción de los eventos del sistema

Los eventos que pueden ocurrir en el sistema son:

- cambio significativo del valor de la demanda,
- arranque,
- parada,
- parada nocturna,
- fallo,
- reparación
- y aportaciones.

Los **cambios significativos de la demanda** se producen prácticamente cada hora. La tolerancia para considerar un cambio significativo o no es un dato de entrada del modelo. El tiempo de ejecución se puede reducir hasta un 30% aumentando esta tolerancia con el consiguiente aumento del error en los resultados.

Los **arranques** en el sistema se producen por tres motivos: arranques después de fin de semana, arranques después de parada nocturna y arranques debidos a fallos. Los arranques después de fin de semana tienen como objetivo preparar al sistema para cubrir la demanda previsible en los días laborables. Los arranques después de parada nocturna, reincorporan al sistema los grupos parados durante las horas de valle. En cuanto a los arranques debidos a fallos, tratan de suministrar la energía antes suministrada por un grupo que ha quedado fuera de servicio. En los tres casos los arranques se efectúan antes de una punta de demanda.

Las **paradas** de grupos (dejando aparte las paradas nocturnas, que se tratan por separado) tienen dos motivos en el sistema. Hay paradas en fin de semana, debido a la reducción de demanda en este periodo. Además hay paradas de grupos caros cuando entra en servicio de nuevo un grupo que había fallado. Las paradas se realizan al comienzo del valle de la demanda. Hay otro tipo de paradas, que son las debidas al mantenimiento, pero se estudian fuera del nivel horario.

Las **paradas nocturnas** se producen de forma condicional si conviene económicamente. Al llegar la hora para la que está programada una, si el grupo está produciendo su mínimo técnico la parada se efectúa. En caso contrario se pospone una hora. Ese proceso se repite hasta una cierta hora en que no se pospone por no resultar ya rentable parar ya que el grupo ha de rearrancarse antes de la punta del día siguiente. Puede ocurrir por lo tanto que una parada nocturna del programa de eventos no llegue a realizarse.

Los **fallos** son eventos resultantes de los sorteos de fallos. Pueden ocurrir por lo tanto en cualquier momento. Un fallo puede producir la programación de arranques antes de la siguiente punta de demanda.

Las **reparaciones** son igualmente eventos resultantes de sorteos. También pueden ocurrir en cualquier momento. Una reparación puede producir el acoplamiento o no del grupo reparado antes de la siguiente punta y en caso de producirse éste, la parada de grupos menos económicos antes del siguiente valle.

Las **aportaciones** son tratadas igualmente como eventos. Consideramos que todas las aportaciones de un día se incorporan al sistema en una hora del valle. Esto evita actualizar el nivel de reservas de los subsistemas hora a hora.

### 5.11.2 Algoritmo

El objetivo de este algoritmo es determinar el estado del sistema en una hora, de forma que quede cubierta la demanda. El cálculo del estado en una hora a partir de la siguiente se realiza en los pasos que se detallan a continuación. Para simplificar las expresiones se suponen todos los grupos acoplados y disponibles. Los que no lo estuvieran, deberían excluirse de las sumas de potencias. También se ha supuesto para facilitar la exposición, que el valor de las rampas es ilimitado y que no existe la posibilidad de que aparezca energía no suministrada. En la versión completa se tienen en cuenta limitando el incremento o decremento de las variables en cada hora. Estas simplificaciones no afectan a la estructura del algoritmo y clarifican la formalización.

Se ha utilizado el símbolo “←” para expresar asignación de un valor a una variable. Las variables afectadas por este símbolo deben ser interpretadas en un contexto algorítmico, es decir que pueden tomar distintos valores a lo largo de los cálculos.

- 1) Inicializar valores de producción térmica, hidráulica y bombeo. La térmica al valor de la hora anterior, la hidráulica a cero.

$$\begin{aligned}
 PT_{i-1} &\leftarrow \sum_{t=1}^{N_t} p_t \\
 PH_{i-1} &\leftarrow \sum_{h=1}^{N_h} p_{ht} \\
 PB_{i-1} &\leftarrow \sum_{h=1}^{N_h} b_{ht} \\
 PH_i &\leftarrow 0
 \end{aligned}$$

(5.11)

- 2) Asignar la parte correspondiente a la potencia hidráulica fluyente.

$$PH_i \leftarrow PH_i + \sum_{h=1}^{N_h} \underline{p}_h$$

(5.12)

- 3) Si se supera el nivel de entrada de la hidráulica indicado por los criterios de explotación semanal, asignar como producción hidráulica la parte de la demanda que supere ese valor.

$$\begin{aligned}
 PH_i &\leftarrow PH_i + D_i - PHID_p \\
 \text{Si: } D_i &> PHID_p
 \end{aligned}$$

(5.13)

- 4) Si algún embalse está próximo a verter, asignar su producción máxima.

$$\begin{aligned}
 PH_i &\leftarrow \sum_{h=1}^{N_h} \underline{p}_h + \sum_{R_h > \omega_h * \bar{R}_h} \bar{p}_h - \underline{p}_h \\
 \text{Si: } PH_i &< \sum_{h=1}^{N_h} \underline{p}_h + \sum_{R_h > \omega_h * \bar{R}_h} \bar{p}_h - \underline{p}_h
 \end{aligned}$$

(5.14)

- 5) A partir de la asignación de producción hidráulica hecha hasta aquí más la asignación de producción térmica y bombeo de la hora anterior, comprobar si falta o sobra potencia por cubrir.

$$\Delta DEM \leftarrow D_i + PB_{i-1} - PT_{i-1} - PH_i$$

(5.15)

- 6) Si queda potencia por cubrir ( $\Delta DEM > 0$ ), se irán tomando las siguientes medidas hasta completarla:
- a) disminuir el bombeo hasta cero,

$$\begin{aligned}
 & \text{Si: } PB_{i-1} > \Delta DEM \left\{ \begin{array}{l} PB_i \leftarrow PB_{i-1} - \Delta DEM \\ \Delta DEM \leftarrow 0 \end{array} \right. \\
 & \text{Si: } PB_{i-1} \leq \Delta DEM \left\{ \begin{array}{l} PB_i \leftarrow 0 \\ \Delta DEM \leftarrow \Delta DEM - PB_{i-1} \end{array} \right.
 \end{aligned}
 \tag{5.16}$$

b) subir grupos térmicos a su potencia nominal,

$$\begin{aligned}
 & \text{Si: } \sum_{t=1}^{N_i} \bar{p}_t - PT_{i-1} > \Delta DEM \left\{ \begin{array}{l} PT_i \leftarrow PT_{i-1} + \Delta DEM \\ \Delta DEM \leftarrow 0 \end{array} \right. \\
 & \text{Si: } \sum_{t=1}^{N_i} \bar{p}_t - PT_{i-1} \leq \Delta DEM \left\{ \begin{array}{l} PT_i \leftarrow \sum_{t=1}^{N_i} \bar{p}_t \\ \Delta DEM \leftarrow \Delta DEM - \left( \sum_{t=1}^{N_i} \bar{p}_t - PT_{i-1} \right) \end{array} \right.
 \end{aligned}
 \tag{5.17}$$

c) subir la producción hidráulica.

$$PH_i \leftarrow PH_i + \Delta DEM
 \tag{5.18}$$

7) Si sobra potencia por cubrir ( $\Delta DEM < 0$ ), se irán tomando las siguientes medidas hasta que no sobre:

a) bajar grupos térmicos a su mínimo técnico hasta que resulte más barato comenzar el bombeo,

$$PT_{MIN} \leftarrow \sum_{t=1}^{N_i} \underline{p}_t + \sum_{C_{Vi} < C_{MVs}} (\bar{p}_t - \underline{p}_t)
 \tag{5.19}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Si: } PT_{MIN} > \Delta DEM \left\{ \begin{array}{l} PT_i \leftarrow PT_i - \Delta DEM \\ \Delta DEM \leftarrow 0 \end{array} \right. \\
 & \text{Si: } PT_{MIN} \leq \Delta DEM \left\{ \begin{array}{l} PT_i \leftarrow PT_{MIN} \\ \Delta DEM \leftarrow \Delta DEM - (PT_i - PT_{MIN}) \end{array} \right.
 \end{aligned}
 \tag{5.20}$$

b) comenzar el bombeo.

$$PB_i \leftarrow PB_{i-1} + \Delta DEM
 \tag{5.21}$$

8) Se comprueba si la producción térmica total ha aumentado o disminuido respecto a la de la anterior hora y según esto se desagrega subiendo o bajando grupos en el orden de carga térmico señalado por los criterios y teniendo en cuenta sus límites máximos y mínimos. Ver apartado 5.11.3.

- 9) Se realiza la misma operación que en (8) con la producción hidráulica.
- 10) Se realiza la misma operación que en (8) con el bombeo.

### 5.11.3 Desagregación

La desagregación de los valores de producción térmica, hidráulica y de bombeo supone repartir estas producciones totales entre los distintos grupos. Esta asignación se hace de forma heurística teniendo en cuenta los órdenes de carga. El algoritmo se acelera asignando sólo el incremento a partir del valor en la hora anterior. Veamos el caso de las producciones térmicas. Sean:

$p_{t(i-1)}$  Potencia producida por los grupos en la hora anterior.

$\Delta PT$  Incremento de potencia térmica.

$$\Delta PT = PT_t - PT_{t-1} \quad (5.22)$$

La desagregación debe cumplir:

$$\sum_t p_{ti} - \sum_t p_{t(i-1)} = \Delta PT$$

$$\underline{p}_t < p_{ti} < \bar{p}_t \quad (5.23)$$

Además se debe respetar el orden marcado por  $ORDT_t$ . Esto supone que en caso de subida de potencia, se debe hacer ésta comenzando por los grupos que están primeros en el orden y no se debe asignar una subida a un grupo hasta que los que están antes en el grupo orden no hayan realizado su subida máxima.

Si se ha producido un fallo en la hora anterior, la potencia que estaba suministrando este grupo se resta de  $PT_{t-1}$ .

La potencia hidráulica y de bombeo se reparten del mismo modo. El valor máximo de producción hidráulico, proporcionado por el submodelo superior, garantiza que el reparto de energía en los subsistemas hidráulicos se ajusta al valor óptimo para cada grupo.

Además deben tenerse en cuenta dos normas adicionales:

- Los subsistemas cuyas reservas se encuentran por debajo de su valor mínimo no pueden utilizarse para generar.
- Los subsistemas cuyas reservas se encuentran por encima de su nivel de seguridad para vertidos deben generar su potencia máxima.

### 5.11.4 Tratamiento de fallos y reparaciones

Las situaciones de fallo y reparación en el sistema obligan al operador a tomar decisiones de explotación para garantizar la fiabilidad del sistema en el caso de fallo y para optimizar su explotación en el caso de la reparación.

El tratamiento de los fallos supone en primer lugar determinar si merece la pena realizar el acoplamiento de algún grupo y en caso afirmativo, y en segundo lugar, decidir cuál o cuáles. El criterio para decidir el acoplamiento debe ser que la explotación hasta la siguiente parada de fin de semana resulte más barata acoplando nuevos grupos que sin acoplarlos, teniendo en cuenta que los arranques suponen un consumo fijo. Como este criterio es más fácil que se cumpla cuanto más lejos estemos del fin de semana próximo se ha considerado que el arranque se efectúa si el fallo se produce antes de una determinada hora de la semana. En caso contrario se suple el defecto de potencia con producción hidráulica. El arranque de los grupos sustitutos se programa para el comienzo de la siguiente punta, con lo que el defecto instantáneo de potencia siempre se cubre con producción hidráulica.

La selección del grupo o grupos sustitutos se realiza buscando cubrir la potencia fallada y mantener las cuotas mínimas de combustibles que existan. Para ello, si el grupo está sujeto a cuotas, se intenta inicialmente sustituirlo por otros que consuman el mismo combustible. Una vez agotada esta posibilidad se recurre al resto de los grupos. La cobertura de la potencia se hace por exceso, para no disminuir la reserva rodante del sistema.

Los reacoplamientos en caso de reparación se valoran comparando el coste medio del grupo que se ha reparado con el más caro de los que estén acoplados. El coste medio se define como el coste por MW a potencia nominal. Si el grupo reparado es más barato, se efectúa el reacoplamiento.

## **5.12 Resumen del capítulo**

El submodelo de nivel horario representa el funcionamiento del sistema a intervalos de una hora. A este nivel se representa la incertidumbre con el máximo detalle. Los fallos se sortean de forma cronológica, la demanda se sortea de forma horaria y las aportaciones de forma diaria teniendo en cuenta las correlaciones espaciales entre los distintos subsistemas. La simulación se realiza para varios escenarios de fallos, demanda y aportaciones obteniéndose luego la distribución de las variables de explotación.

La evolución horaria del sistema se representa mediante un algoritmo que de forma heurística determina qué grupo o grupos debe hacer frente a los distintos eventos del sistema en cada hora. Los eventos que se representan son cambios en el valor de la demanda, arranques, paradas, fallos, reparaciones y aportaciones.



---

## 6. Análisis de resultados

---

En este capítulo se estudia el comportamiento del modelo frente a un caso de estudio de gran tamaño que representa el sistema peninsular español de generación con un elevado nivel de detalle. Se presentan los resultados obtenidos para un año tipo. A continuación se analiza el efecto de variar los distintos parámetros del modelo para reducir el tiempo de cálculo y el impacto de estas acciones sobre los resultados.

Los parámetros fundamentales del modelo que se van a estudiar son el número de escenarios semanales que se simulan y el número de representantes que se seleccionan al final de la semana.

### 6.1 Descripción del caso de referencia

#### 6.1.1 Equipo generador

Los datos en detalle del equipo generador se encuentran en el apéndice D.

El caso de referencia consta de 86 grupos térmicos, algunos de los cuales corresponden a una misma central. Se han utilizado los mismos grupos utilizados por Red Eléctrica en sus estudios [REE, 97]. Se ha considerado que los grupos podían consumir uno o más combustibles.

Para los combustibles sujetos a cuotas se incluyeron éstas como compras repartidas a lo largo del año. En cuanto a las curvas de coste futuro para estos combustibles se emplearon una por trimestre y por combustible calculadas con el modelo MITRE [REE, 96]. El calendario de mantenimientos utilizado fue el calculado por REE para 1997 [REE, 97].

Se utilizaron 20 subsistemas hidráulicos. Las curvas de coste futuro para los embalses se establecieron de forma arbitraria para mantenerlos en un nivel de un 60% de su capacidad al final del año teniendo en cuenta los costes marginales de explotación que se presentaban en las optimizaciones.

### 6.1.2 Factores sujetos a incertidumbre

Se utilizaron las curvas de demanda homogeneizada proporcionadas por ENDESA [ENDESA, 93]. En estas curvas se detalla la demanda hora a hora distinguiendo distintos tipos de días (laborable, festivo, sábado, puente) en cada uno de los meses. A partir de estos datos se confeccionaron los bloques de demanda para el submodelo semanal y las curvas patrón para el submodelo horario.

Se utilizaron aportaciones medias históricas como escenario medio.

### 6.1.3 Parámetros del modelo

Se realizó la simulación para seis meses (26 semanas) simulando cien escenarios alternativos en cada semana y eligiendo como representantes para la semana siguiente los cien estados finales. Esto equivale a estudiar 100 trayectorias independientes y proporciona resultados sin simplificaciones para comparar posteriormente con casos en que se varíe el número de escenarios semanales.

## 6.2 Resultados para el caso de referencia

### 6.2.1 Producciones globales

	Valor	Int. confianza 95% (%)
<b>Producción hidráulica</b>	<i>18100.9 GWh</i>	<i>0.74</i>
<b>Producción térmica</b>	<i>56546.3 GWh</i>	<i>0.22</i>
<b>Coste de explotación</b>	<i>148.703 MPts</i>	<i>0.24</i>

Tabla 6-1 Resultados de producción para el caso de referencia.

En la Tabla 6-1 se reflejan los resultados de producción para los seis primeros meses de 1997 calculados con MADEA. Comparando éstos con los resultados del año 1995 (ver Fig. 6-1) se observa que el porcentaje de energía generada mediante las centrales nucleares es el mismo y sin embargo aparece diferencia en la energía hidráulica producida. Esta diferencia se debe a que el año 1995 fue seco, a pesar de algunas avalanchas de agua puntuales, en especial durante el mes de Diciembre, frente al valor medio histórico que se ha supuesto para 1997.

Los valores de intervalos de confianza se mantienen dentro de límites razonables (menores que el 1%).

### 6.2.2 Evolución de reservas en los subsistemas hidráulicos

La evolución de las reservas hidráulicas consideradas de forma agregada, presenta una tendencia del sistema a guardar agua. Esta tendencia viene producida directamente por los criterios hiperanuales que producen una gestión tendente a que las reservas finales queden en torno al setenta por ciento como se ve en la Fig. 6-2. Esta tendencia no se corresponde con un comportamiento normal del sistema puesto que el conjunto se comporta como un subsistema anual. Este comportamiento responde a las curvas de coste futuro proporcionadas al modelo que provocan este comportamiento. En cualquier

caso, una explotación en estas circunstancias nos da igualmente la información sobre el modelo que estamos tratando de obtener.

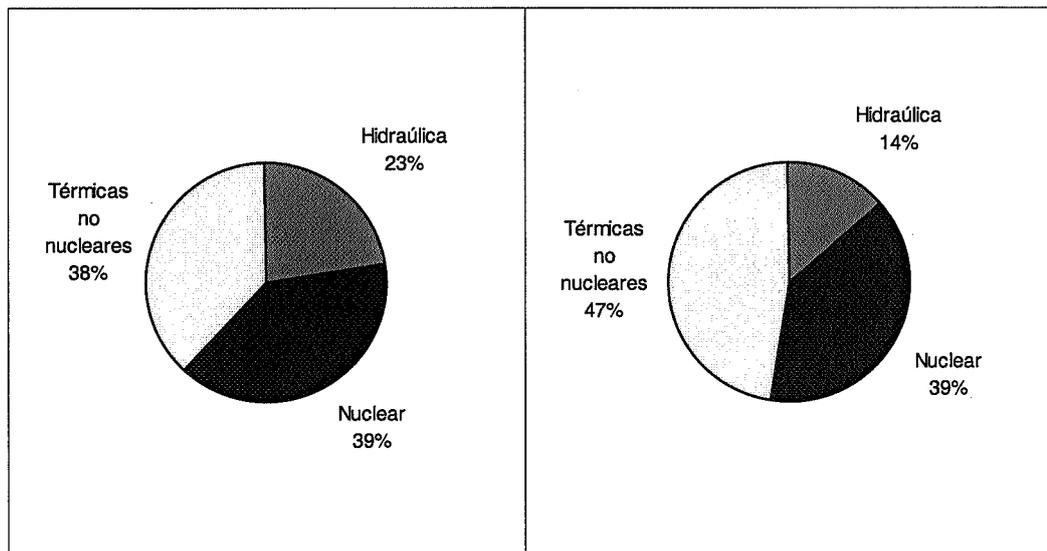


Fig. 6-1 Comparación de los resultados obtenidos con MADEA para el año 1997 (izquierda) con los valores reales de explotación de 1995 (derecha).

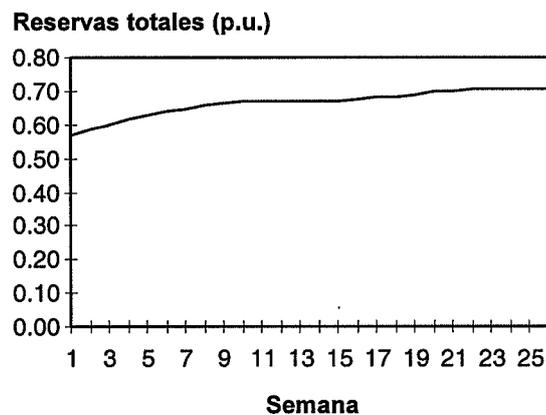


Fig. 6-2 Evolución de las reservas totales de agua.

Si se estudia por separado un subsistema pequeño (Fig. 6-3), semejante en características a un grupo asociado a un embalse de tamaño pequeño y con comportamiento anual, se observa cómo la gestión tiende a mantener el nivel de reservas aunque el comienzo de la temporada seca hace que éstas comiencen a bajar de forma significativa. Este subsistema tiene una reserva máxima de 150 GWh y unas aportaciones medias de 1000 GWh/año. Por otro lado, el comportamiento de un subsistema de característica hiperanual se asemeja más al comportamiento agregado, véase Fig. 6-4. Este subsistema hiperanual se caracteriza por una reserva máxima de 1800 GWh y unas aportaciones medias de 350 GWh/año.

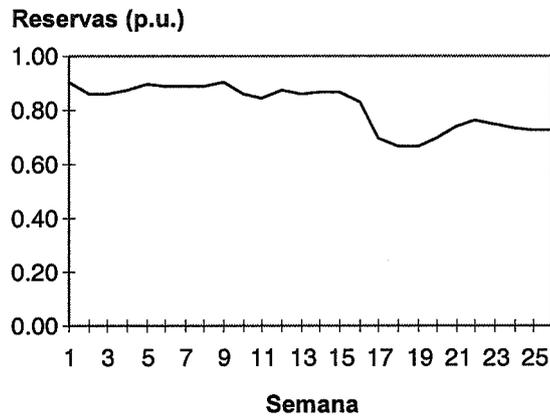


Fig. 6-3 Evolución de las reservas en un subsistema anual.

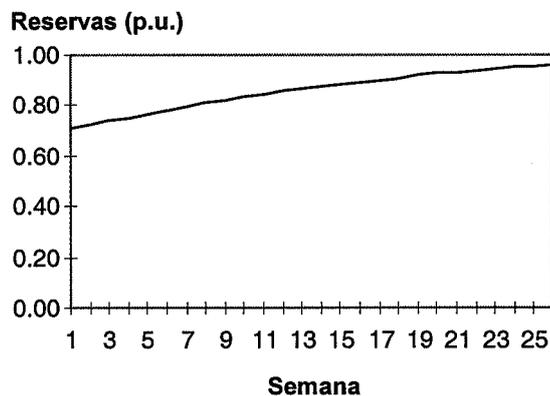


Fig. 6-4 Evolución de las reservas en un subsistema hiperanual.

### 6.2.3 Evolución de *stocks* de combustibles

Se presenta la evolución del *stock* de dos carbones sujetos a cuotas. El primero (véase Fig. 6-5) corresponde en concreto a un carbón de la cuenca asturiana con una capacidad de almacenamiento de 3672 Megatermias y con una cuota de 503 Megatermias mensuales. Se observa cómo el *stock* se estabiliza en un valor de unas 1500 Megatermias. Este comportamiento está asociado a las características de la curva de coste futuro de este tipo de carbón que no presenta variaciones significativas entre el segundo y tercer trimestre.

El otro *stock* estudiado es el de un lignito pardo caracterizado por la poca capacidad de almacenamiento (150 Megatermias) frente a su cuota mensual de 2036 Megatermias. Véase Fig. 6-6. Se observa que la gestión de este carbón presenta una variación mucho mayor debido a la escasa capacidad de almacenamiento. Incluso ocurre que en alguna semana se están violando los límites. Esto se debe a la incapacidad de cumplir siempre las restricciones impuestas en la programación semanal por estar sujeta a incertidumbre.

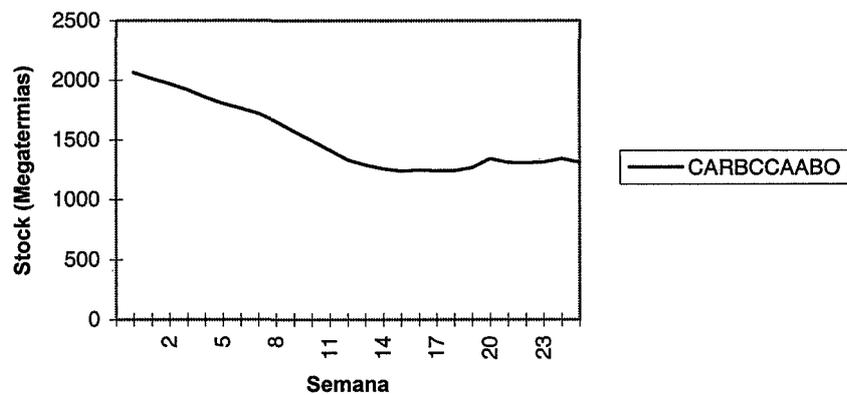


Fig. 6-5 Evolución típica de un carbón sujeto a cuotas con capacidad de almacenamiento.

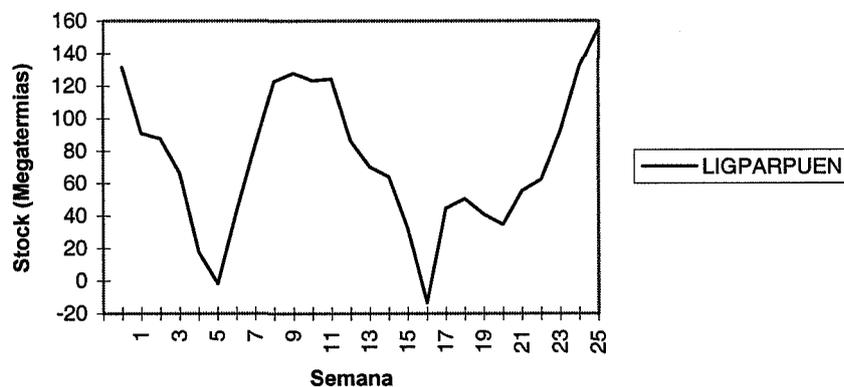


Fig. 6-6 Evolución típica de un carbón sujeto a cuotas sin capacidad de almacenamiento

En cuanto a los combustibles no sujetos a cuotas, se ha supuesto que se dispone de una cantidad ilimitada de *stock* disponible y que no se realiza ninguna compra, por lo que la evolución de su *stock* refleja directamente los consumos producidos.

#### 6.2.4 Funcionamiento de los grupos térmicos

En la Tabla 6-2 se presentan los principales resultados de explotación para los distintos grupos térmicos. Se incluye el consumo asociado al grupo, el coste del mismo, su producción total y su producción media.

Se observa que un conjunto de grupos han permanecido al margen de la explotación. Se trata de grupos caros que no han sido necesarios debido a la utilización que se ha hecho de energía hidráulica procedente de las aportaciones.

Las centrales sujetas a cuotas se consideran aquí como de coste cero.

Grupo	CONSUMO	COSTE	PROD Total	PROD Media	T Funcion.
	MTe	Mpts	GWh	MW	horas
JOSECABR	461.1	127.7	417.1	97.7	2607
STMAGARO	1383.9	383.3	1359.9	318.9	2956
ALMARAZ1	3822.3	1058.8	3772.3	880.6	4057
ALMARAZ2	1750.3	484.8	1724.3	406.8	1854
ASCOI	2806.3	777.3	2778.3	649.8	2987
ASCOII	3794.5	1051.1	3758.5	875.8	4043
COFRENTE	4029.6	1116.2	3997.6	937.6	4038
VANDELLOI	4139.9	1146.7	4113.9	959	4097
TRILLO	4329.1	1199.2	4289.1	1004.9	4024
IMPORTACI	1250	346.3	1212	283.8	4040
IMPORTACI	842.2	233.3	806.2	188.7	4034
COMPLEME	446	123.5	400	93.9	4005
IMPORTACI	435.5	120.6	401.5	94	4019
IMPORTACI	1644.3	455.5	1616.3	378.1	4048
PASAJES	52.1	53.1	19.2	10.8	146
LITORAL	63.6	64.9	23.2	12.8	170
LITORAL2	638.5	651.3	249.9	96.8	917
BARRIOS	404.7	412.8	156.3	70.1	543
PUERTOLL	1962.9	0	767.2	179.3	3606
COMPOSTIL	1471.3	0	558.2	129.7	4015
COMPOSTIL	1011.2	0	383.8	90.6	2794
COMPOSTIL	3222.5	0	1340.1	312.4	4091
COMPOSTIL	3357.3	0	1412.3	329.8	4079
COMPOSTIL	3396.8	0	1428.1	333.2	4120
ABONO1	23.1	20.5	8.6	3.5	38
ABONO2	3817.2	0	1608	394.4	3694
LADA3	1541.9	0	600.4	139.8	3935
LADA4	29.8	0	11.1	4.3	43
ANLLARES	3434	0	1417.5	329.5	4114
NARCEA1	146.3	4.3	49	17.4	934
NARCEA2	1530.6	0	613.3	143.3	3997
NARCEA3	2187.9	0	897.3	209.9	2605
SOTODERIB	9.1	0	2.8	1.1	49
SOTODERIB	20.7	9.9	8	3.4	42
SOTODERIB	2541.9	0	1102.6	269	3921
ROBLA1	2351.7	0	983.5	228.9	3703
ROBLA2	415.6	12.2	160.4	57.3	581
GUARDO1	16	7.5	5.5	2.2	53
GUARDO2	2593.2	0	1056.2	251.5	3713
PUENTENU	2768.9	0	1108.8	258.4	3633
ESCATRON	613.5	0	203.8	48.2	2546
ESCUCHA	1312.1	0	466.9	119.9	3322
SERCHS	1376.2	0	547.6	127.4	3951
TERUEL1	2732.6	2.3	1044.1	257.6	3510
TERUEL2	2148.1	0	821.1	199.5	2799
TERUEL3	2800.7	0	1068.9	269.5	3591
PUENTES1	3114.8	0	1049.1	270.8	3511
PUENTES2	3241.1	0	1091.6	283.6	3644
PUENTES3	3246.9	0	1093.5	285.5	3636
PUENTES4	2579.6	0	867.1	231.9	2971
MEIRAMA	5002.9	0	1651	394.2	4020
BESOS1G	0	0	0	0	0
BESOS2G	1.3	2.5	0.5	0.3	2
SNADRIAN1	0.8	1.6	0.3	0.2	1
SNADRIAN3	15	30	5.9	4.1	35
ALGECIRA1	1.2	2.4	0.4	0.3	4

ALGECIRA2	8.5	17.1	3.2	2.2	13
FOIXG	0	0	0	0	0
ELCOGAS	16.9	33.7	8.7	5	54
COLON2G	0	0	0	0	0
SANTURCE	0	0	0	0	0
SANTURCE	0	0	0	0	0
ACECA1	0	0	0	0	0
ACECA2	0	0	0	0	0
ALGECIRAS	0	0	0	0	0
ALGECIRAS	0	0	0	0	0
CASTELLO	0	0	0	0	0
CASTELLO	0	0	0	0	0
SNADRIAN1	0	0	0	0	0
SNADRIAN2	0	0	0	0	0
SNADRIAN3	0	0	0	0	0
SABON1	0	0	0	0	0
SABON2	0	0	0	0	0
ESCOMBRE	0	0	0	0	0
ESCOMBRE	0	0	0	0	0
ESCOMBRE	0	0	0	0	0
ESCOMBRE	0	0	0	0	0
ESCOMBRE	0	0	0	0	0
COLON1	0	0	0	0	0
COLON2	0	0	0	0	0
COLON3	0	0	0	0	0
BADALONII	0	0	0	0	0
BADALONII	0	0	0	0	0
FOIXF	0	0	0	0	0
BESOS1F	0	0	0	0	0
BESOS2F	0	0	0	0	0

Tabla 6-2 Resultados de explotación para los grupos térmicos.

### 6.3 Determinación del número de escenarios semanales

En primer lugar hay que señalar que el número de escenarios semanales que se deben simular para obtener un grado de significación suficiente de los resultados depende críticamente de las características del sistema que se vaya a estudiar. Esto tiene como consecuencia que el estudio de qué valor se debe dar a este parámetro se deba realizar para cada sistema en particular. Este estudio se puede enfocar desde dos puntos de vista. O bien se parte de un valor para el número de escenarios semanales o bien se parte de un valor para el intervalo de confianza.

Si se parte de un valor para el número de escenarios, se deberá realizar la simulación para este número de escenarios y comprobar el valor del intervalo de confianza obtenido. Se comparará este valor con el obtenido al simular otras cantidades de escenarios semanales. Esta información nos permitirá saber a priori un valor aproximado del intervalo de confianza al seleccionar un número de escenarios semanales y saber si este valor es satisfactorio para el estudio que estamos realizando. Este estudio se puede realizar para una única semana.

La segunda posibilidad es partir de un valor prefijado del intervalo de confianza y repetir la simulación hasta que se alcance un valor igual o menor. Este método adolece de dos inconvenientes:

- No se sabe de antemano cuánto tiempo de simulación será necesario.

- En el caso de MADEA añadir un nuevo escenario de simulación cada semana, obliga a repetir todas las simulaciones puesto que cambia el conjunto de representantes semanales.

Este segundo inconveniente hace este método inviable en el caso de MADEA, quedándonos restringidos al método de número de simulaciones fijo.

A continuación se determinará el valor de estos intervalos de confianza para el caso de referencia elegido y para algunas variables relevantes en la explotación. En cualquier caso, los resultados obtenidos son sólo una aplicación concreta al sistema eléctrico peninsular español.

### 6.3.1 Tipificación de los resultados

Es de esperar que se requiera un número distinto de representantes según las variables en que centremos nuestra atención. Hay variables que, por su naturaleza, tendrán un comportamiento mejor frente a la reducción y hay otras que requerirán simulaciones más detalladas. En particular la distribución de las variables relacionadas con fiabilidad hace que el número de representantes necesario sea mayor por ser asimétricas y tener una gran dispersión respecto a su valor medio.

Para valorar esta circunstancia adecuadamente se ha distinguido entre los resultados en cuatro tipos principales cuyo comportamiento se supone que va a ser distinto. Para cada estudio que se realice, se deberá ajustar el tamaño del intervalo de confianza para la variables de interés con la que se esté trabajando.

Los cuatro tipos son:

- I. Resultados de ámbito general como las producciones anuales hidráulica, térmica o los costes anuales.
- II. Resultados relativos a *stocks* de combustible y consumos de los mismos.
- III. Producciones individuales por grupos térmicos e hidráulicos así como horas de funcionamiento de los mismos y reservas en los embalses.
- IV. Resultados de fiabilidad como reserva rodante o defecto de producción (ENS).

Consideraremos que las variables incluidas en cada grupo tienen un comportamiento semejante frente a variaciones de los parámetros del modelo que se va a estudiar. Cabe esperar que en el orden que se presentan los cuatro tipos, el tamaño de los intervalos de confianza sea creciente para un mismo número de escenarios semanales.

En este capítulo se centra en el comportamiento de los resultados de los tres primeros grupos mientras que el grupo IV se estudia en el capítulo 7 en una aplicación específica.

### 6.3.2 Intervalos de confianza para el coste total de explotación en el caso de referencia

Se tomará el caso de referencia como patrón para conocer el valor de los intervalos de confianza. Este caso tiene 100 escenarios semanales. Como ya se indicó, el valor del intervalo de confianza para un 95% es del 0.24% del valor total del coste de explotación.

En la Tabla 6-3 se presenta el valor de este intervalo de confianza para la variable coste de explotación que se toma como ejemplo del tipo I, para ejecuciones en que se varió el número de escenarios semanales y el número de representantes. Se observa:

- El intervalo de confianza obtenido es semejante para los tres valores elegidos para el número de representantes
- Además es semejante al obtenido en el caso de referencia. Esto justifica que se estudie por separado el impacto del número de escenarios y el del número de representantes.
- Como era de esperar, el tamaño del intervalo de confianza disminuye con el aumento del número de simulaciones.

Nº representantes	3	6	10
100 escenarios	0,221	0,223	0,223
200 escenarios	0,161	0,159	0,161
400 escenarios	0,114	0,113	0,114

Tabla 6-3 Valor del intervalo de confianza (en %) del coste total de explotación.

### 6.3.3 Intervalos de confianza para el consumo de combustibles

A continuación se estudia el valor de los intervalos de confianza para algunas variables del tipo II como son los consumos de combustibles al simular 100 escenarios semanales. En la Tabla 6-4 se presentan estos valores.

Los intervalos obtenidos así son menores que un 2% para la mayoría de los combustibles. Se presentan algunas desviaciones superiores al 20% que corresponden a carbones cuyo consumo es bajo debido a que sus grupos entran pocas horas en funcionamiento. Así pues y para el sistema eléctrico peninsular, también podemos considerar 100 escenarios como un valor suficiente para las variables de tipo II y podemos esperar obtener intervalos de confianza de un 2% en estas variables con excepción de aquellas cuyo valor sea pequeño en términos absolutos.

En el caso que se está utilizando podemos suponer que los intervalos de confianza para la producción de los grupos térmicos considerados individualmente (que corresponden al tipo III) no son mucho mayores que los obtenidos para las variables de tipo II. Esto está justificado porque el número de grupos que consumen un mismo combustible nunca es elevado.

### 6.3.4 Intervalos de confianza para las reservas hidráulicas finales

En la Tabla 6-5 se incluyen los valores de los intervalos de confianza para las reservas hidráulicas finales por subsistema, que se toman como ejemplo de variable de tipo III. Nuevamente nos referimos a la simulación con 100 escenarios semanales.

En este caso se observa que los intervalos de confianza se mantienen en valores por debajo del 5% aproximadamente. En uno de los subsistemas se supera este valor debido nuevamente a que el valor absoluto de la variable de referencia es pequeño. A partir de estos resultados tomaremos 100 escenarios como número de simulaciones para nuestro estudio.

	Consumos	Desviaciones	IC	IC
	MTe	MTe	MTe	%
NUCLEAR	26517	531,60	104,19	0,39
NUCLEAREX	4618	209,10	40,98	0,89
CARBONIM1	1165,7	342,20	67,07	5,75
CARBONIM2	14,2	21,50	4,21	29,68
CARBONIM3	17,1	19,20	3,76	22,01
CARBONIM4	0	0,00	0,00	0,00
CARBONWYM	0	0,00	0,00	0,00
CARBCCAABO	3826,8	245,10	48,04	1,26
CARBCCALAD	1571,7	96,50	18,91	1,20
CARBCCANAR	3863,3	179,90	35,26	0,91
CARBCCASOT	2562	134,30	26,32	1,03
CARBVCOMP	12459,2	296,20	58,05	0,47
CARBVANLL	3434	161,10	31,57	0,92
CARBPALGUA	2601,8	170,20	33,36	1,28
CARBOHROB	2755,3	158,70	31,10	1,13
CARBSURPLL	1962,9	147,80	28,97	1,48
CARBSURPNU	2768,9	177,00	34,69	1,25
LIGNEGTERU	7679,1	315,90	61,92	0,81
LIGNEGESCU	1312,1	100,30	19,66	1,50
LIGNEGESCA	613,5	86,40	16,93	2,76
LIGNEGSER	1376,2	93,10	18,25	1,33
LIGPARPUEN	12182,4	403,00	78,99	0,65
LIGPARMEIR	5002,9	292,70	57,37	1,15
FUELOIL	1,4	2,70	0,53	37,80
GASOIL	0	0,00	0,00	0,00
GASNATURA1	50,4	58,70	11,50	22,83
GASNATURA2	0	0,00	0,00	0,00

Tabla 6-4 Valor relativo del intervalo de confianza para los consumos de combustibles.

#### 6.4 Determinación del número de representantes semanales

Una vez determinado el número de escenarios por semana que se van a simular hay que establecer cuál es el número de representantes semanales que se van a utilizar. Nuevamente hay que señalar que esto depende del sistema que se esté estudiando y de cuál es la variable que nos interesa. El número de representantes elegidos hace crecer linealmente el tiempo de ejecución como se verá más adelante, por lo que se trata de una elección importante.

Se propone el siguiente método de estudio: una vez determinados los escenarios por semana se pasa a determinar los representantes que hay que usar. En este caso, lo que hay que valorar es el nivel de error respecto al resultado obtenido en el caso de referencia. Para valorar la magnitud de este error hay que tener en cuenta el intervalo de confianza con que se está trabajando.

Nuevamente este error será de distinta magnitud según el tipo de variable con el que nos estemos enfrentando. Se utilizará la misma tipificación empleada anteriormente. Cabe esperar que el error sea menor en el tipo I y progresivamente mayor en los siguientes tipos de variables.

El estudio se ha hecho utilizando la técnica de selección de representantes de encadenamiento simple con las variaciones que se indican en el apéndice B.

	Reserva	Desviación	IC	IC
	GWh	GWh	GWh	%
Subsistema 1	139,1	15,1	2,96	2,13
Subsistema 2	54,3	13,5	2,65	4,87
Subsistema 3	109,8	29,3	5,74	5,23
Subsistema 4	413,1	49,4	9,68	2,34
Subsistema 5	1166,1	71	13,92	1,19
Subsistema 6	436,2	22,8	4,47	1,02
Subsistema 7	1267,1	97,5	19,11	1,51
Subsistema 8	1885,2	133,5	26,17	1,39
Subsistema 9	18	12,8	2,51	13,94
Subsistema 10	138,3	13,4	2,63	1,90
Subsistema 11	170,8	5,6	1,10	0,64
Subsistema 12	14,8	1,3	0,25	1,72
Subsistema 13	113,7	23,8	4,66	4,10
Subsistema 14	222,4	16,7	3,27	1,47
Subsistema 15	942,6	20,3	3,98	0,42
Subsistema 16	650,2	36	7,06	1,09
Subsistema 17	1883,7	87,7	17,19	0,91
Subsistema 18	1255,4	51,1	10,02	0,80
Subsistema 19	1683,4	38,1	7,47	0,44

Tabla 6-5 Valor relativo del intervalo de confianza para las reservas finales.

#### 6.4.1 Errores en los costes totales

En la Tabla 6-6 se presenta el error relativo en la variable costes totales (tipo I) en función del número de representantes semanales utilizados. Para el caso de 100 escenarios se observa que con 3 representantes se obtiene un error relativo del mismo valor que el intervalo de confianza. Sin embargo este resultado es anómalo ya que con 6 representantes el error es mayor. Al aumentar el número de representantes se presenta una tendencia a la baja.

Para confirmar esta tendencia, se incluye también la evolución del error para un caso en que se utilizan 400 escenarios. En este caso la tendencia es clara y con seis representantes ya tenemos valores del error del orden del valor del intervalo de confianza (0.11% en este caso). Se tomará como cota superior del error el valor 0.99 en lugar de 0.22 .

Representantes	3	6	10
100 esc.	0,22	0,99	0,62
400 esc.	1,18	0,12	0,11

Tabla 6-6 Error relativo (%) en función del número de representantes.

#### 6.4.2 Errores en los costes de combustibles

Se presenta la evolución de los errores en las variables de consumo de combustibles (tipo II). Se estudia cómo evolucionan los errores al aumentar el número de

representantes para cien escenarios. En la Tabla 6-7 se presenta el valor del error cuadrático relativo medio, obtenido calculando el error cuadrático relativo para consumo y dividiendo por el número de combustibles con consumo distinto de cero. Se observa que éste disminuye por debajo del 5% para el caso de 10 representantes. En este tipo de variables el intervalo de confianza es del 2%.

Representantes	3	6	10
100 esc.	9,89	6,33	4,59

Tabla 6-7 Error cuadrático relativo medio en consumos.

En la Tabla 6-8 se presentan los errores relativos en cada combustible agrupados en bandas. Se observa como los errores van agrupándose en las bandas de menor error al aumentar el número de representantes.

Representantes	3	6	10
<2%	56	59	63
<5%	74	81	89
<10%	89	96	93

Tabla 6-8 Distribución de errores (%) para consumos de combustibles.

Un estudio de esta variable exigiría utilizar al menos 10 representantes por semana.

### 6.4.3 Errores en las producciones de los grupos

A continuación se presentan los resultados para las producciones individuales de los grupos en el caso de 100 escenarios (variables de tipo III con intervalo de confianza del orden del 5% o menor).

En la Tabla 6-9 se presenta el valor del error cuadrático relativo medio, obtenido calculando el error cuadrático relativo para producción y dividiendo por el número de combustibles con consumo distinto de cero. Se observa que éste disminuye por debajo del 5% (tamaño del intervalo de confianza) para el caso de 6 escenarios.

Representantes	3	6	10
100 esc.	5,41	4,12	3,25

Tabla 6-9 Errores relativos medios en la producción total por grupos.

En la Tabla 6-10 se presentan los errores relativos en cada grupo agrupados en bandas. Se observa como los errores van pasando de la banda del 10% a la del 5% al aumentar el número de representantes. La banda del 2% se mantiene en un mismo tamaño.

Representantes	3	6	10
<2%	46	44	46
<5%	67	77	86
<10%	81	86	93

Tabla 6-10 Distribución de errores relativos (%) para producción de grupos térmicos.

Contrariamente a lo esperable, la variable de producción por grupo tiene mejor comportamiento frente al error que los consumos de combustibles y es suficiente con utilizar 6 representantes para estudiarla.

### 6.4.4 Errores en la evolución de reservas hidráulicas agregadas

En la Fig. 6-7 se presenta la evolución de las reservas totales de agua en cada uno de los casos. Se presenta el máximo obtenido en el caso de referencia, el valor medio obtenido en este mismo caso así como todas las trayectorias obtenidas variando el número de representantes.

Se observa que el algoritmo de *clustering* tiende a tomar representantes con más agua que la media. Esto se debe a que hay menos estados en que el agua está por debajo de la media (son los estados que han tenido fallos). Un algoritmo basado en ordenación (ver apéndice B) obtiene en este caso menos error obteniendo resultados por debajo de la media.

En cuanto a los errores relativos en la última semana, presentados en la Tabla 6-11, éstos mejoran sólo ligeramente con el número de representantes.

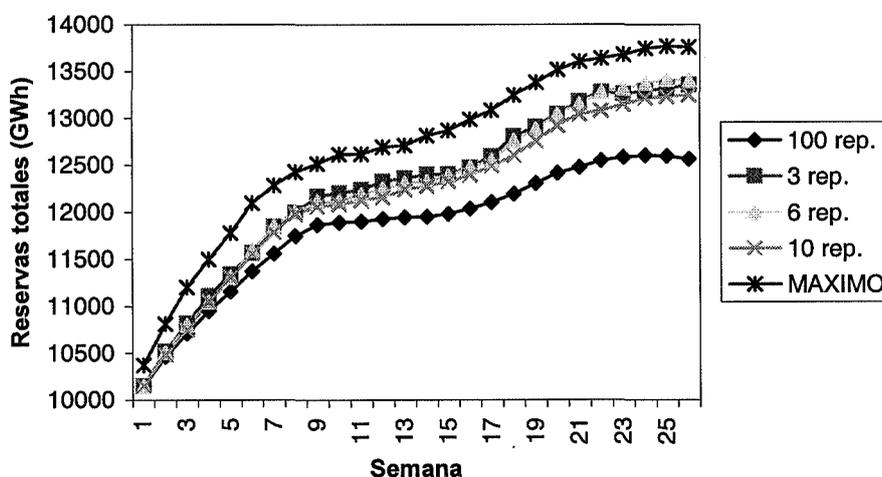


Fig. 6-7 Evolución de las reservas agregadas. Se incluye el valor máximo del caso de referencia.

Representantes	3	6	10
100 esc.	6,31	6,64	5,44

Tabla 6-11 Errores relativos en la última semana.

### 6.5 Tiempos de ejecución

En la Tabla 6-12 se presentan los tiempos de ejecución para los distintos casos. La máquina utilizada fue una Sun Sparcstation Ultra 1 ®. Los tiempos de ejecución se refieren a tiempo de CPU utilizado. En el tiempo total de ejecución hay que añadir además el tiempo empleado en las transferencias de datos a través de ficheros que pueden incrementar el tiempo de ejecución en un 30 o 40 %.

Se observa que hay un crecimiento lineal del tiempo de ejecución con el número de representantes y también con el de escenarios aunque con menor pendiente. La variable que más determina el tiempo de ejecución es el número de representantes. También se observa que el número de escenarios hace aumentar el tiempo de ejecución notablemente en los casos en que se utilizan cuatrocientos escenarios semanales. En la práctica, el algoritmo de *clustering* no fue aplicable para valores mayores de 500 escenarios por problemas de memoria.

Nº representantes	3	6	10	100
100 escenarios	66	125	251	3030
200 escenarios	72	140	295	-
400 escenarios	89	163	340	-

Tabla 6-12 Tiempos de ejecución en minutos para los distintos casos.

## 6.6 Resumen del capítulo y conclusiones

La aplicación del modelo a un sistema concreto requiere un estudio detallado de tamaño del intervalo de confianza para determinar el número de escenarios y de los errores respecto a un caso de referencia para determinar el número de representantes semanales.

Para realizar estos estudios se ha realizado una tipificación de las variables en cuatro grupos que se comportan de forma distinta dada su distinta naturaleza. Esta tipificación se ha usado tanto en la determinación del número de escenarios semanales como del número de representantes. Esta tipificación distingue variables generales (tipo I), relativas a combustibles (tipo II), individuales por grupos (tipo III) y relativas a fiabilidad (tipo IV).

A la vista de todo lo anterior se concluye que en el caso presentado un estudio con 100 escenarios semanales y 3 representantes da resultados suficientemente buenos dado el ahorro que supone en tiempo y se puede utilizar sin problemas para estimación de variables globales. Este tipo de estudio garantiza a la vista de las variables estudiadas:

- Un tamaño del intervalo de confianza para el 95%, del 0.22% en las variables de tipo I, de un 2% para las de tipo II y de un 5% para las de tipo III.
- Un error medio del 1 % en las variables de tipo I, del 10% para las de tipo II y del 5% para las de tipo III.
- Los errores más grandes se presentan en variables de gran variabilidad, más difíciles de estimar por tanto. En concreto los valores de producción para grupos que frecuentemente están al margen presentan errores por encima del 10 %. Esto es lógico ya que no se están simulando todas las posibilidades de fallos ni mucho menos, y la producción de estos grupos depende fuertemente de los fallos que puedan producirse.

Si se desea disminuir los errores, hay que aumentar el número de representantes. Si se pasa a usar diez representantes, se tiene un tiempo de ejecución unas cinco veces mayor. Se obtienen las siguientes mejoras en las variables estudiadas:

- Se mantiene el tamaño de los intervalos de confianza.

- El error en las variables de tipo I pasa del 1% a estar por debajo del 0.65%.
- El error medio en las variables de tipo II pasa del 10% al 5 %.
- El error medio en las variables de tipo III pasa del 5% al 3 %.

Por otro lado se ha observado que en el comportamiento de los errores frente a la reducción de representantes pueden aparecer anomalías. En el caso de los costes de explotación, el estudio con 3 representantes proporciona un error menor que el estudio con 10 representantes. Esto indica que no se deben obtener conclusiones definitivas de un estudio individual para un único número de representantes sino que hay que estudiar las tendencias tomando varios puntos.

Otro aspecto que se observa es la tendencia del algoritmo de *clustering* a seleccionar estados con valor de agua por encima de la media. Esto sugiere que para el estudio de algunas variables puede ser interesante introducir variaciones en el método de selección de representantes.

Hay que señalar por último que las anteriores consideraciones no incluyen a las variables de fiabilidad (tipo IV). En el capítulo 7 se estudia como ejemplo de este tipo de resultados el comportamiento del defecto de producción para valorar la garantía de suministro a largo plazo.



---

## **7. Aplicación del modelo para valoración de la garantía de suministro a largo plazo (GSLP)**

---

En este capítulo se valora la aplicación del modelo para cálculos relativos a fiabilidad. Se utiliza la energía no suministrada como medida de referencia que permita valorar este parámetro para sistemas hidráulicos. El carácter cronológico del modelo hace más rica la representación del sistema frente a otras alternativas posibles como la simulación probabilista.

### ***7.1 La garantía de suministro a largo plazo (GSLP)***

El concepto de garantía de suministro a largo plazo está asociado a los criterios que se utilicen para la expansión del sistema, por tanto excede el ámbito del modelo objeto de la presente tesis, que se ocupa únicamente de la explotación. Sin embargo se verá que mediante ejecuciones repetidas del modelo en distintas circunstancias se pueden realizar determinadas valoraciones asociadas a este concepto. Para la exposición de este concepto se sigue fundamentalmente [Pérez Arriaga, 96].

En los sistemas tradicionales, con explotación centralizada, la expansión se realiza garantizando un margen, de forma que la potencia disponible sea mayor que la potencia demandada. Este margen se calcula teniendo en cuenta la incertidumbre existente en la explotación, analizando los distintos escenarios que se puedan presentar. De esta forma se garantiza que el suministro queda cubierto a largo plazo. Este margen se calcula de forma que sea óptimo desde el punto de vista del coste total de expansión más explotación del sistema. En estas condiciones, el sistema funciona con un determinado nivel de fiabilidad, es decir, existe una cierta probabilidad de que no se pueda suministrar toda la energía que demande el sistema. Normalmente, se desea hacer la gestión del sistema con un nivel de fiabilidad superior al obtenido en estas circunstancias con lo que se añade una nueva condición en forma de restricción que garantice el nivel deseado. En esta situación, el margen de generación disponible

aumenta de forma que vale el margen óptimo aumentado por las consideraciones de fiabilidad.

En un entorno de libre mercado, y si el sistema está perfectamente adaptado, la explotación y la expansión se realizan de forma óptima y por tanto se llega al primer nivel de margen de forma natural. El nivel alcanzado depende sobre todo de cómo se valore en términos económicos la falta de suministro eléctrico. Si no hay ningún incentivo a la capacidad, los generadores que están dando GSLP sólo cobran el precio de la ENS en las situaciones de falta de energía, que son pocas y separadas en el tiempo. La mayor parte de sus ingresos provienen del precio marginal por energía producida y el nivel de fiabilidad obtenido puede encontrarse por debajo del deseado. Si la demanda presenta elasticidad al precio de la energía, se consigue un cierto aumento de este margen. Si se desea contar con un mayor margen de fiabilidad se puede llegar al segundo nivel antes señalado si se incentiva de alguna manera a los generadores, es decir si hay una remuneración de la GSLP también denominada remuneración de la capacidad. Obviamente, esta remuneración supondrá un aumento de la tarifa de cara al usuario, a cambio de la mejora de la fiabilidad.

## 7.2 Remuneración de capacidad

La remuneración de capacidad se calcula en dos etapas. En primer lugar se calcula el monto total de remuneración que se asigna a este concepto y en segundo lugar se reparte entre los distintos generadores.

### 7.2.1 Monto unitario

Supuesto que se está estudiando el sistema como de explotación centralizada y que se ha añadido la restricción de fiabilidad, para determinar el monto unitario (por unidad de potencia instalada) de la remuneración por capacidad es necesario establecer primero el concepto de **tecnología de generación al margen por fiabilidad**. Es aquella tecnología disponible que constituye la opción más barata para satisfacer marginalmente la restricción de fiabilidad. Es decir, aquella que produce un incremento unitario de fiabilidad por el menor coste global en el sistema. Denominaremos  $R$  a la retribución unitaria de esta generación calculada como su coste unitario de instalación menos sus ingresos unitarios de explotación (por MW instalado). El valor de  $R$  varía entre cero y el coste fijo unitario de la tecnología al margen dependiendo del nivel de GSLP que se determine conseguir.

### 7.2.2 Asignación a los generadores. Concepto de PEF.

Para asignar una remuneración a cada uno de los distintos generadores es necesario determinar en qué medida está contribuyendo cada uno a la GSLP. Es necesario determinar, para cada uno, un valor de potencia equivalente que sea proporcional a esta aportación. A este valor lo denominamos PEF (potencia equivalente a efectos de fiabilidad). Una vez determinada la PEF de cada generador, a la que denominaremos  $PEF_i$ , la remuneración de cada generador  $R_i$  se calculará como:

$$R_i = R * PEF_i$$

(7.1)

## 7.3 Cálculo de la potencia equivalente a efectos de fiabilidad

### 7.3.1 Cálculo aproximado

Si el tamaño de los generadores térmicos es pequeño respecto a la capacidad total instalada en el sistema se puede considerar que la variación de fiabilidad del sistema respecto a la potencia instalada de cada generador es proporcional a su disponibilidad, en ese caso la PEF se calcula según la siguiente expresión:

$$PEF_t = \bar{p}_t * \frac{1 - q_t}{1 - q_m} \quad (7.2)$$

$q_m$  Coeficiente de indisponibilidad de la tecnología al margen por fiabilidad.

### 7.3.2 Cálculo detallado

El cálculo detallado de la potencia equivalente de fiabilidad requiere tener una medida de la fiabilidad que suele ser el nivel de energía no suministrada (ENS). Este nivel se puede calcular mediante simulación probabilista o, en nuestro caso, mediante simulación cronológica estocástica. El objetivo es encontrar cuál es el tamaño de una central ideal que proporcione un nivel de fiabilidad equivalente al proporcionado por la que se valora. Las características de la central ideal según [Pereira, 97] son costo operativo nulo y tasa de indisponibilidad nula. Sin embargo, se considera que la comparación es más exacta si se utiliza una tasa de indisponibilidad igual a la de la tecnología al margen por fiabilidad.

La metodología de cálculo para una central cualquiera (térmica o hidráulica) es la siguiente:

1. Se calcula el valor esperado de la energía no suministrada del sistema.
2. Se retira la central en estudio y se sustituye por un grupo de tecnología al margen de un tamaño inicial cualquiera (se puede empezar por el valor obtenido mediante el cálculo aproximado) y se vuelve a calcular.
3. Se ajusta el valor del grupo de tecnología al margen hasta que el valor de energía no suministrada coincide con el calculado para el sistema en su configuración original. El valor del grupo al margen en esa situación es la PEF de la central en estudio.

### 7.3.3 Factores que influyen en el valor de la PEF

A partir de estas definiciones y métodos de cálculo podemos afirmar que los factores que cabe esperar que influyan en el valor de la PEF de una central hidráulica son, además de las características hidrológicas del sistema que estemos considerando, sus características tecnológicas, entre las que podemos destacar:

- La proporción de centrales hidráulicas en el sistema.
- Las restricciones en la explotación de los embalses.
- La relación potencia máxima / capacidad embalsada
- La naturaleza de la tecnología al margen a efectos de fiabilidad.

### 7.3.4 Cálculo de la PEF de grupos hidráulicos utilizando MADEA

El método descrito anteriormente se ha puesto en práctica usando MADEA para calcular la ENS. Esta variable se calcula en nuestro modelo como la distribución obtenida de defecto de producción de todos los escenarios simulados. Es importante señalar la diferencia entre este cálculo y el efectuado mediante simulación probabilista. En nuestro caso la esperanza de la ENS es la media de la energía que no se ha suministrado en los escenarios que se han simulado de forma cronológica y, por tanto, además de la desviación típica de la distribución se cuenta con el valor máximo alcanzado en el muestreo y el valor mínimo (que habitualmente es cero). Además, a partir del número de muestras y del nivel de confianza deseado se podrá calcular un intervalo de confianza. Esta metodología es conceptualmente distinta de la integral que se calcula sobre la curva de demanda equivalente en simulación probabilista. Un modelo de simulación probabilista sobrestima la aportación de las centrales hidráulicas a la GSLP porque no recoge el efecto del nivel de reservas.

Normalmente, la tecnología al margen coincide con centrales de coste fijo, aunque con coste variable alto. Es por ejemplo el caso de las turbinas de gas de ciclo abierto. En nuestro estudio se ha considerado la tecnología de comparación aquella que proporcione mayor fiabilidad al sistema según su coeficiente de indisponibilidad. El valor de este coeficiente para la tecnología de referencia es  $q_m=0.034$ .

A continuación se describen las aproximaciones que se han hecho al utilizar MADEA para el cálculo de la PEF, que son básicamente:

- Aumento ficticio de la demanda.
- Uso de criterios hiperanuales constantes.
- Eliminación de las cuotas de combustible.

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP, *loss of load probability*) en el sistema español es muy pequeña debido a que está sobredimensionado en generación. Esto lleva a que al realizar las simulaciones, la gran mayoría de los escenarios llevan a un valor de ENS igual a cero, lo que no proporciona ninguna información relevante sobre el comportamiento del sistema, puesto que nos interesa el comportamiento del mismo precisamente en las situaciones en que aparece pérdida de carga. En esta situación es apropiado el empleo de técnicas de reducción de varianza (VRT) y en concreto de muestreo por importancia. Sin embargo, por sencillez se ha preferido recurrir a incrementar de forma ficticia la demanda en el sistema que de forma sencilla aumenta la cantidad de ENS y que nos sigue permitiendo comparar el comportamiento de cada generador en cuanto a fiabilidad puesto que todos operan en igualdad de condiciones. Este recurso se conoce en la literatura como *stressing technique*. La aplicación de esta técnica obliga a establecer a priori el monto total de la remuneración por GSLP (por ejemplo la remuneración unitaria por una estimación de la demanda máxima) y posteriormente repartirlo proporcionalmente a las PEF obtenidas en condiciones especiales de explotación.

La variación de las condiciones de explotación se puede observar en la Tabla 7-1. Otra forma de solucionar este problema es aproximar los resultados utilizando para la simulación un escenario seco [Pereira, 97].

En las simulaciones realizadas mediante el algoritmo descrito anteriormente ha sido necesario hacer la suposición de que el hecho de contar o no con un grupo hidráulico menos y con un grupo térmico con un tamaño variable no tiene un impacto considerable sobre los criterios hiperanuales. No tener en cuenta esta simplificación supondría tener que calcular en cada simulación los nuevos criterios hiperanuales y para eso se necesita un modelo de nivel superior.

Explotación para 12 semanas.			
Demanda	ENS media	ENS máxima	Coste de explotación
	GWh	GWh	MPTs
base	62.1	1184	6519
1.3*base	160.5	4980	12100

Tabla 7-1 Impacto en la explotación de un incremento ficticio de demanda.

Por otro lado, en la Fig. 7-1 se observa en primer lugar que la ENS aumenta al sustituir el grupo hidráulico de 900MW por uno térmico de tecnología al margen del mismo tamaño. Esto se debe a que el grupo hidráulico se considera de indisponibilidad cero mientras que el térmico tiene un pequeño valor de indisponibilidad (3%). En segundo lugar, la variación que se produce de la ENS es contraria a la tendencia que cabe esperar. Este hecho se atribuye a que al existir unas cuotas de combustible altas en la explotación, existe un conjunto de grupos que están acoplados la mayoría del tiempo con una importante colaboración a la fiabilidad. Al disminuir el tamaño del grupo de sustitución es necesario acoplar pequeñas centrales que están funcionando cerca del margen que hacen disminuir la ENS. Más adelante se analiza más en detalle este aspecto.

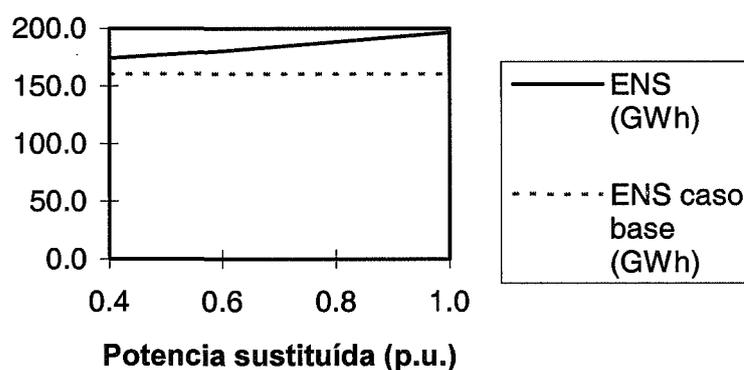


Fig. 7-1 Variación de la ENS en una explotación par 6 semanas con cuotas de combustibles

Para valorar correctamente la PEF se ha supuesto en las siguientes simulaciones de este capítulo que no hay grupos sujetos a cuotas asignando a las centrales que anteriormente lo estaban un precio compuesto por su coste de explotación menos una subvención semejante a la que se da actualmente a estos grupos. Este esquema se asemeja más a las

condiciones de un mercado desregulado en el que tiene sentido la remuneración de la GSLP.

## 7.4 Resultados obtenidos

### 7.4.1 Número de escenarios semanales simulados

La fuerte asimetría de la distribución de probabilidad de la ENS obliga a realizar un elevado número de simulaciones para obtener un intervalo de confianza aceptable. En la Tabla 7-2 se muestra la evolución del tamaño relativo de este intervalo en función del número de escenarios semanales simulados. A la vista de estos resultados, todas las simulaciones se han hecho con 2000 escenarios semanales. Los intervalos se han calculado para un grado de confianza del 95%.

No. de escenarios semanales	Tamaño relativo del intervalo de confianza
100	20.3%
200	15.2%
2000	3.5%

Tabla 7-2 Evolución del intervalo de confianza con el número de escenarios.

### 7.4.2 Simulaciones en un subsistema de gran tamaño con fuerte dependencia potencia máxima/energía embalsada

Se ha elegido para las simulaciones un subsistema de tamaño grande (900 MW) con una fuerte dependencia entre su potencia máxima y la energía embalsada (4 MW/GWh). La reserva máxima del subsistema es 200 GWh. Se realizó una primera simulación para 52 semanas a partir de Enero para obligar al sistema a pasar por las condiciones de verano en las que se pone de manifiesto la necesidad de la reserva a largo plazo.

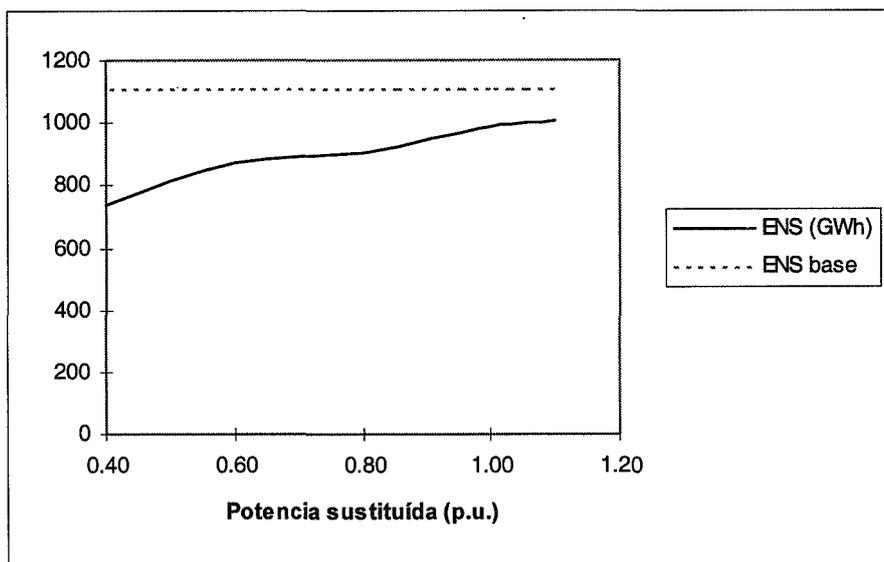


Fig. 7-2 Evolución de la ENS respecto a la potencia sustituida. Cálculo con 3 representantes por semana.

Los resultados son los que se presentan en la Fig. 7-2. Se observa una tendencia contraria a la esperada. Simulaciones realizadas sobre periodos de tiempo más cortos y que se presentan más adelante sugieren atribuir este efecto al bajo número de representantes.

La siguiente simulación fue, por tanto, realizada para un número mayor de representantes. Esto hace crecer notablemente el tiempo de cálculo y para completar este en un tiempo razonable se recurrió al artificio de simular una semana de cada cuatro. Esto hace disminuir la ENS del sistema porque reparte las reservas iniciales entre menos semanas, sin embargo permite establecer comparaciones. Los resultados se presentan en la Fig. 7-3.

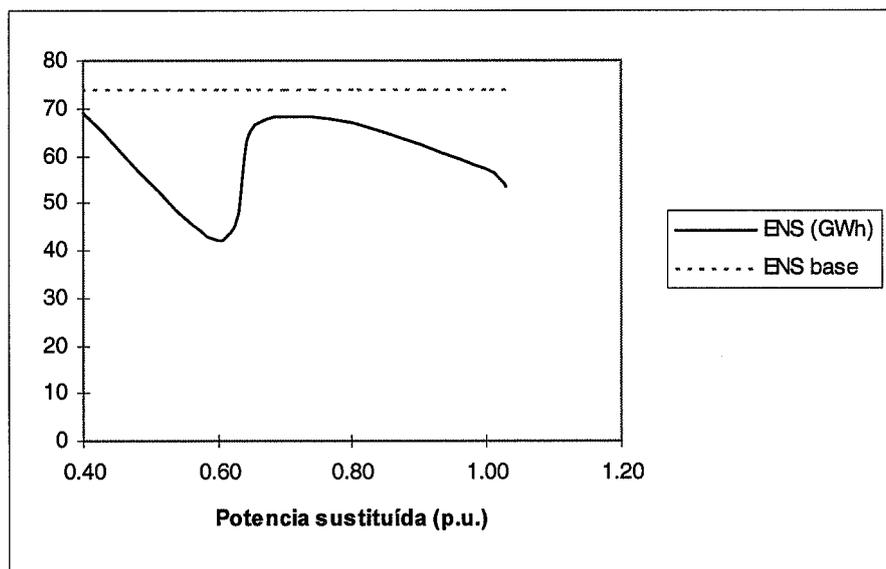


Fig. 7-3 Evolución de la ENS respecto a la potencia sustituida. Cálculo con 10 representantes.

Este resultado presenta dos características significativas:

- Se produce efectivamente un aumento de la ENS al disminuir el tamaño del grupo de sustitución. Esta tendencia se mantiene para valores entre el 65 % y el 103 % de su tamaño original. Sin embargo para valores inferiores se produce una discontinuidad en esta tendencia.
- En ningún momento se alcanza el valor del referencia de ENS obtenido con el grupo original.

### 7.4.3 Resultados sobre simulaciones reducidas en el tiempo

Los resultados anteriores hacen sospechar que la elección de representantes está desvirtuando los resultados. Se realizaron simulaciones en las mismas condiciones pero para periodos de tiempo más cortos. Esto hace que la elección de representantes tenga un menor impacto en los resultados. También se estudió el impacto de la dependencia de la potencia máxima con la energía embalsada.

Se realizó la valoración de la PEF en las condiciones descritas para un subsistema hidráulico de 480 MW. Se obtuvieron los resultados representados en la Fig. 7-4. En el caso base 1 se consideró que el subsistema hidráulico era capaz de generar su potencia máxima independientemente de la cantidad de energía almacenada mientras que en el caso base 2 se supuso una disminución de 1 MW/GWh respecto al nivel máximo. En

ambos casos la potencia que es capaz de suministrar el subsistema es la misma cuando el embalse está al 100% de su capacidad.

En el primer caso se obtiene un valor de la PEF para este subsistema de 103% de la capacidad total. Este es el mismo valor que se obtiene si utilizamos la expresión aproximada ( 7.2 ) teniendo en cuenta que el grupo hidráulico se consideraba con coeficiente de indisponibilidad nulo. En estas circunstancias y al no haber restricciones especiales en la gestión hidráulica, el subsistema se comporta como una central térmica sin fallos a efectos de fiabilidad.

En el segundo caso, se ha introducido una condición de explotación más real en la que se produce una variación de la potencia máxima con el volumen embalsado. En estas condiciones la PEF disminuye y su valor pasa a ser el 93% de la capacidad total. La central contribuye a la fiabilidad a largo plazo del sistema sólo con un 93% de su capacidad. La remuneración de esta central se haría en proporción a este valor.

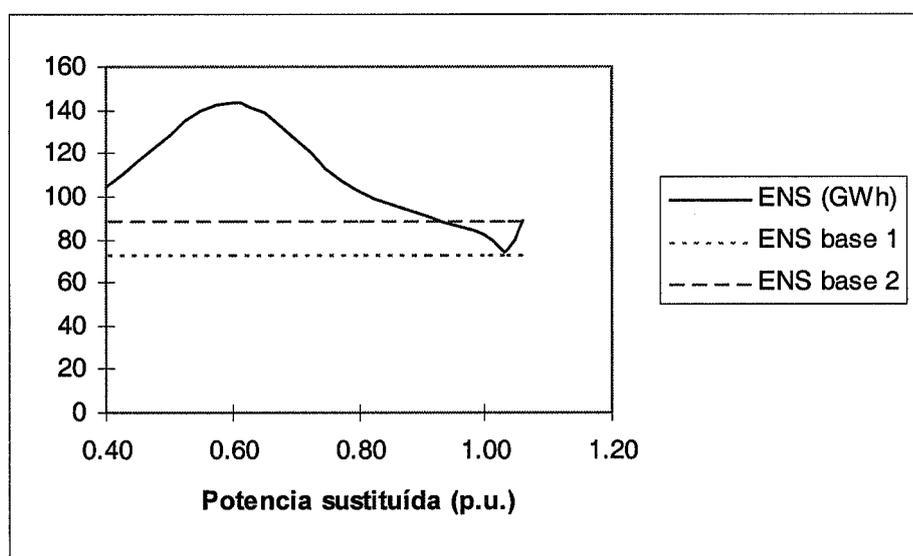


Fig. 7-4 Evolución de la ENS respecto a la potencia sustituida.

En la misma figura se observa cómo el aumento de la potencia sustituida conlleva una disminución de la ENS en el tramo comprendido entre el 60% y el 103% de su capacidad. Este margen corresponde a una variación de potencia de unos 200 MW. Si nos salimos de estos márgenes se observa que la tendencia de variación se invierte de forma que un aumento de la potencia máxima de la central supone una disminución de la fiabilidad. Este efecto, que no se observa en simulación probabilista, responde al hecho de que al realizar la explotación, sólo se acoplan los grupos necesarios para cubrir la demanda esperada. Al aumentar el tamaño de un grupo, va dejando de ser necesario acoplar otros que se acoplaban cuando este tenía un menor tamaño. Al disminuir el número de grupos acoplados, la fiabilidad disminuye cuando es calculada de forma cronológica, teniendo en cuenta que para cada valor de potencia sustituida se simulan los mismos escenarios. Este es el motivo de que en la curva aparezcan antes del 60% y después del 103% incrementos de ENS con pendientes mayores que la disminución que se produce al variar el valor de potencia sustituida suavemente.

Para el cálculo de la PEF importa el comportamiento local de la función en la zona en que se corta al valor del caso base, que tal y como se ha visto responde a lo esperado.

#### 7.4.4 Estudio sobre un sistema perfectamente adaptado

Por último se presenta el comportamiento del sistema frente a una simulación para una sola semana y aumentando su demanda de forma que sea necesario acoplar todos los grupos. La demanda se multiplicó por un factor de 1.6 para conseguirlo. El grupo hidráulico en estudio tiene una potencia máxima de 480 MW. Además se ha considerado un valor inicial de las reservas extremadamente bajo (25%) para conseguir que en una sola semana se aprecie suficiente ENS. Los resultados se presentan en la Fig. 7-5.

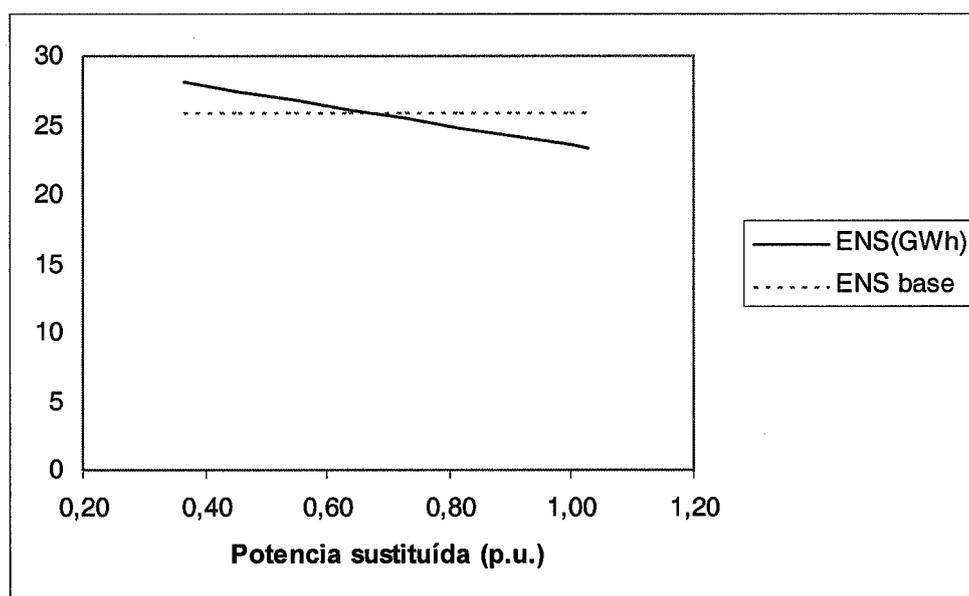


Fig. 7-5 Evolución de la ENS respecto a la potencia sustituida en un sistema perfectamente adaptado.

Al no haber grupos no acoplados cuando el tamaño del grupo de sustitución es del 100% y que se acoplan en los casos en que este tamaño es menor, se observa una disminución monótona de la ENS al aumentar este tamaño. Esto confirma las anteriores interpretaciones hechas a la falta de monotonía de los resultados.

En las condiciones especiales de explotación especificadas a este grupo se le asignaría una PEF del 67% de su potencia máxima.

#### 7.4.5 Resumen del capítulo y conclusiones

Se ha aplicado el modelo para valorar la PEF de grupos hidráulicos estudiando el defecto de producción como variable representativa de la GSLP. Se han analizado los resultados obtenidos en el análisis de distintos grupos y se han propuesto soluciones a las distintas dificultades aparecidas. Es necesario realizar simulaciones reducidas en el tiempo (12 semanas en nuestro caso) con un número de representantes alto (para nuestro sistema fue suficiente 10) y con un número de escenarios semanales también elevado (2000 en nuestro sistema proporcionan un intervalo de confianza del 3.5%). Además, para reducir el tiempo de simulación es necesario utilizar unas condiciones especiales de explotación (demanda aumentada).

A la vista de los resultados obtenidos se extraen las siguientes conclusiones.

Se observa una disminución de la PEF al aumentar la dependencia de potencia máxima con la energía del embalse. En nuestra opinión, la PEF depende fundamentalmente de

este factor y por lo tanto se debería reflejar esta dependencia de forma lo más exacta posible en un modelo para calcularla. Si se va a valorar grupos pequeños tal vez la aproximación lineal sea insuficiente.

Por otro lado, el método utilizado para cálculo de la PEF obvia que en la operación cronológica del sistema la disminución del tamaño de un grupo ficticio no produce una disminución continua del nivel de fiabilidad en la explotación. Un tamaño menor de un grupo puede obligar a acoplamiento de grupos caros pero de mayor fiabilidad que hagan aumentar la fiabilidad del sistema. Este efecto se agudiza si el tamaño del grupo en estudio es grande. El efecto al que nos referimos, no se observa en la simulación probabilista porque ésta no considera los acoplamientos como una variable de decisión semanal.

Por lo tanto, el método propuesto es válido para grupos de tamaño pequeño. Es necesario establecer metodologías que tengan en cuenta estos efectos si se desea valorar la PEF de conjuntos de grupos agregados. Un procedimiento, empleado en simulación probabilista, es usar varios grupos de sustitución de tamaño pequeño (50 a 100 MW) en lugar de uno único.

Otro aspecto observado es que para calcular la PEF es necesario suponer condiciones especiales de demanda o aportaciones para acortar los tiempos de simulación llevando al sistema a situaciones extremas de explotación. Se sugiere una alternativa a la más extendida en la bibliografía (calcular la explotación en año seco) que es calcular un año medio con un nivel aumentado de demanda.

Por último, se hace necesario establecer soluciones adecuadas a los largos tiempos de ejecución que se precisan en estos cálculos mediante simplificaciones adecuadas en los modelos.

---

## **8. Conclusiones, aportaciones y futuros trabajos**

---

Se presenta a continuación un resumen de la tesis con las principales conclusiones y aportaciones. Seguidamente se enumeran las vías futuras de investigación que se plantean a partir de la misma

### **8.1 Resumen de la tesis y conclusiones**

Entre las distintas técnicas de optimización y simulación aplicables para el estudio de la explotación de un sistema eléctrico, la simulación cronológica estocástica presenta un especial interés debido a que permite reflejar todas las características y condiciones de trabajo del sistema en detalle y de forma secuencial en el tiempo. Existen numerosos modelos que utilizan esta técnica para estudios de corto plazo. En esta tesis se ha abordado el problema de extender la aplicación de esta técnica para estudios a medio plazo.

La extensión del alcance de este tipo de técnica supone encadenar una serie de explotaciones a corto plazo (en el caso del modelo desarrollado en esta tesis, semanas) hasta alcanzar un ámbito de tiempo superior. El primer problema que se presenta es la necesidad de calcular las condiciones en que se va a producir cada una de las explotaciones a corto plazo. En un modelo normal de corto plazo, estas condiciones son proporcionadas por modelos de nivel superior, teniendo en cuenta el estado en que se encuentra el sistema al principio del estudio. Sin embargo, al encadenar la explotación de varios periodos (semanas), a partir del segundo periodo se desconoce a priori cuál va a ser el estado en que va a encontrarse el sistema. Esto ha obligado a incorporar al modelo, submodelos de nivel superior que proporcionen dichos criterios. Estos modelos son modelos de optimización puesto que la explotación del sistema debe ser realizada en condiciones óptimas.

Para caracterizar los distintos submodelos y su relación entre ellos se ha utilizado un esquema inspirado en teoría de control en el que cada nivel toma las decisiones a partir de una medida del estado del sistema y siguiendo una consigna proporcionada por los niveles superiores. La evolución del sistema en cada nivel, viene determinada por las

decisiones o comandos que se aplican sobre él, el estado en que se encuentra y las perturbaciones externas que actúan. Se han identificado tres niveles necesarios para reflejar el comportamiento del sistema eléctrico español: horario, semanal y anual. Otros niveles de decisión presentes en el sistema, como por ejemplo el diario, se han integrado dentro de estos tres consiguiendo una representación del sistema suficientemente precisa. En cada nivel se ha identificado cuáles son las variables que caracterizan el estado del sistema, cuáles son las perturbaciones que afectan a su explotación a ese nivel (factores sujetos a incertidumbre como fallos, demanda y aportaciones), qué decisiones se toman en ese nivel y qué decisiones de nivel superior son necesarias para simular la explotación.

Este análisis de la jerarquía del sistema que se refleja en la jerarquía del modelo se ha hecho en detalle de forma que es aplicable a otro sistema haciendo los cambios oportunos, pero aprovechando el análisis sistemático que se ha realizado. En sistemas que se diferencien mucho en su explotación del español, será necesario redefinir el ámbito temporal de los niveles utilizados o tal vez añadir o eliminar niveles, pero el esquema general y el de cada nivel será el mismo.

En todos los niveles de simulación la evolución del sistema se calcula en base a un escenario previamente determinado. Sin embargo ni la evolución del sistema, ni las decisiones que se toman, se calculan nunca a partir de la parte de ese escenario que corresponde a instantes que aún no han ocurrido en el tiempo de simulación. Mediante este sistema, se garantiza que se cumple el principio de no anticipatividad (o de implantabilidad). Esta forma de interpretar el principio de no anticipatividad en un modelo de simulación es distinta a la de los modelos de optimización conocidos que se ajustan a este principio.

Volviendo a los submodelos que integran el modelo global, los de nivel anual y semanal se han definido como algoritmos de programación entera mixta (MIP). En ellos se emplea un enfoque centralizado de la explotación en el que la función objetivo representa los costes totales de explotación, incluyendo los costes futuros. Las restricciones representan las características técnicas de la explotación. El primero de estos modelos se encarga de determinar el calendario anual de mantenimiento mientras que el segundo proporciona las condiciones en que debe tener lugar la explotación semanal, principalmente las consignas de consumo de agua. La representación del sistema es de nodo único y desagrega los distintos grupos térmicos y subsistemas hidráulicos.

El submodelo horario reproduce en detalle la explotación del sistema mediante simulación cronológica estocástica. Las distintas incidencias que se presentan en el sistema se han representado como eventos. Los principales eventos son arranques, paradas, fallos, reparaciones, paradas nocturnas, cambios de demanda, y aportaciones.

La incertidumbre queda reflejada por un lado en los niveles superiores mediante la ejecución del modelo completo para distintos escenarios (denominados destinos) y por otro en el nivel horario mediante la simulación de distintos escenarios de fallos, demanda y aportaciones. Estos distintos escenarios llevan a distintos niveles finales de embalses y de *stocks* de combustible a final de cada simulación. Realizar una simulación desde cada uno de estos estados haría crecer excesivamente el tiempo de ejecución del modelo puesto que cada uno de estos estados requiere una ejecución completa del modelo de nivel semanal para determinar los criterios de explotación para la semana

siguiente, por lo que se ha recurrido a una selección de un subconjunto de estados representativos. Esta selección se ha realizado mediante técnicas de *clustering*. En concreto, se ha seleccionado como técnica más adecuada un método jerárquico denominado encadenamiento completo. Se ha incluido un criterio original de detención de la agrupación que mejora los resultados obtenidos frente a la aplicación normal del algoritmo. También se realizaron pruebas con otros métodos de agrupamiento, que indicaron que hay otros algoritmos que pueden ser interesantes en este sentido. La utilización del modelo requiere decidir el número de representantes que se van a seleccionar semanalmente. Este parámetro es crítico para el tiempo de simulación.

Para aplicar el modelo a un sistema en concreto es necesario decidir en primer lugar el número de escenarios semanales que se van a utilizar. Esta decisión se toma en base al tamaño del intervalo de confianza que se desea obtener. Para un mismo número de escenarios, el tamaño depende de la variable de estudio. Una segunda decisión que hay que tomar es determinar el número de representantes semanales. El criterio es comparar los resultados con los obtenidos en un caso de referencia en el que se toma un alto número de representantes y trabajar con un número de representantes que dé un valor tolerable de variación. Esta decisión depende nuevamente de la variable que estemos estudiando. Se aplicó el modelo al estudio del sistema peninsular español consiguiendo un tamaño de los intervalos de confianza y unos niveles de errores aceptables con tiempos de ejecución razonables.

Los niveles de error para variables asociadas a fiabilidad resultan ser mucho mayores y requieren de un mayor número de simulaciones semanales, así como de representantes, que el resto de variables de explotación. Dentro del campo de la fiabilidad se utilizó el modelo para valoración de la remuneración a grupos hidráulicos de la garantía de suministro a largo plazo (GSLP).

El enfoque del esquema general del modelo basado en teoría de control ha llevado a una formulación original de los criterios hiperanuales. Estos se expresan basándose en un régimen natural de los embalses al que se pretende llegar al cabo de un cierto número de años. Se han realizado algunas simulaciones con una versión simplificada del modelo que han indicado que este enfoque es prometedor puesto que proporciona un óptimo local en la explotación.

El modelo desarrollado en esta tesis corresponde, como ya se ha dicho, a un esquema centralizado de la explotación. Sin embargo, y bajo ciertas hipótesis simplificadoras, puede tener algunas aplicaciones también en esquemas competitivos. Por ejemplo, si suponemos que la explotación competitiva tiende a estabilizarse en el medio plazo en valores semejantes a la explotación centralizada, podemos utilizar el modelo para generar escenarios de precios marginales que pueden ser utilizados posteriormente por modelos de corto plazo para preparar las ofertas de un determinado agente del mercado. También es posible utilizar el esquema planteado para realizar la simulación de la explotación de un sistema competitivo basado en ofertas. Para ello sería necesario integrar en los submodelos correspondientes la casación de ofertas realizada por el operador del mercado, así como la preparación de ofertas de los distintos generadores.

En definitiva, el modelo creado, cuya viabilidad se ha probado al usarse en un ejemplo de tamaño real, es adecuado para muchas de las necesidades de estudio actuales y futuras de los sistemas eléctricos. La representación que permite del sistema es más

detallada que en otros modelos manteniendo unos tiempos de cálculo aceptables. Además esta representación es muy clarificadora de la estructura del sistema.

## 8.2 Aportaciones

Las aportaciones de esta tesis se refieren fundamentalmente a la estructura del modelo, la definición de los distintos submodelos, la implantación y a los resultados obtenidos.

En cuanto a la definición de la estructura del modelo las principales aportaciones son las siguientes:

- En primer lugar, se ha creado una metodología basada en una representación jerárquica del sistema, que permite hacer una simulación detallada de su funcionamiento, en periodos largos de tiempo utilizando simulación cronológica estocástica.
- Se ha introducido en esta metodología el tratamiento de la incertidumbre que resulta ser igualmente jerárquico representando las distintos factores de incertidumbre de forma distinta y coherente en cada uno de los niveles.
- Aplicando una óptica de teoría de control, se ha hecho una identificación clara de los distintos niveles del sistema, modelando en cada nivel cuáles son las variables relevantes, las variables a determinar, los criterios que se utilizan y las perturbaciones que afectan significativamente al sistema. También se ha determinado cuáles son las variables que acoplan los distintos niveles.

En cuanto a la definición de los distintos submodelos y su relación entre ellos se presentan como aportaciones de la tesis los siguientes aspectos:

- Se ha creado un algoritmo de simulación cronológica estocástica que incluye tratamiento de fallos y reparaciones, arranques y paradas, paradas nocturnas, tratamiento de rampas de generación, que puede ser utilizado independientemente de los otros submodelos desarrollados para estudiar la explotación del sistema a corto plazo.
- Se ha diseñado, igualmente, un algoritmo de comunicación entre dos niveles de optimización y simulación basado en la transmisión de información primal y dual. En particular esto incluye un algoritmo que deduce el orden de mérito a partir de los resultados del optimizador en bloque.
- Se ha introducido en el modelo de simulación creado el concepto de no anticipatividad, adaptándolo a partir de su planteamiento para optimización. En este contexto se ha distinguido entre escenarios de optimización (futuros) y escenarios de simulación (destinos).
- Se ha propuesto y comprobado un sistema de selección de estados representativos mediante *clustering*. Se ha establecido un criterio de parada de la agrupación que reduce el tiempo de ejecución y proporciona unos resultados mejores en el agrupamiento. Se ha definido para cada agrupamiento sucesivo, el denominado índice de mestizaje para monitorizar posibles desajustes en los resultados. También se ha propuesto un método alternativo de selección de representantes mediante ordenación para los casos en que el método anterior es demasiado costoso.

- Se ha propuesto una formulación alternativa a la programación dinámica para incluir la explotación futura en los modelos de medio plazo, aprovechando las especiales características de la explotación de sistemas eléctricos, en particular el carácter cíclico de las perturbaciones. Se han creado conceptos útiles en este sentido, inspirados en el enfoque del problema basado en teoría de control, como el régimen permanente medio y el régimen natural. Se ha comprobado la posible validez de este enfoque en algunos casos particulares.

En cuanto a la implantación y resultados numéricos las aportaciones más importantes son:

- Se ha implantado todo el conjunto del modelo incluyendo entradas y salidas de datos. Para ello ha sido necesario integrar los lenguajes C (nivel medio) y GAMS (alto nivel).
- Se ha programado un módulo auxiliar para realizar el cálculo de las PEF (potencias eficaces para fiabilidad).
- Se ha realizado una valoración empírica de los intervalos de confianza obtenidos y de los errores cometidos por el modelo y su sensibilidad respecto a sus principales parámetros de tamaño utilizando como referencia un caso base calculado sin simplificaciones.
- Se ha aplicado el modelo para valoración de la GSLP (garantía de suministro a largo plazo) como alternativa a la aplicación de simulación probabilista.

### **8.3 Futuros trabajos**

La línea de trabajo seguida en esta tesis sugiere diversas posibilidades para continuar la investigación. Se señalan aquí las que se consideran más prometedoras:

- Mejoras en el algoritmo de nivel semanal. La más interesante es la ampliación del número de escenarios que se consideran en los niveles anual y semanal para hacerlos probabilistas. Igualmente se puede automatizar la selección de escenarios para optimización y simulación a partir de un conjunto dado.
- Disminución del tiempo de ejecución calculando los criterios de explotación semanal para un representante interpolando los resultados obtenidos para otros.
- Ensayo de otras técnicas distintas de las de *clustering* para la selección de estados representativos valorando los resultados en función de la variable que se esté estudiando.
- Adaptación del algoritmo a un entorno competitivo. A lo largo de la tesis se han sugerido algunas ideas en este sentido. Un primer paso en este sentido podría ser incluir los precios de los combustibles como un factor más sujeto a incertidumbre. La utilización de simulación cronológica estocástica promete ser especialmente útil en la valoración de los servicios complementarios.
- Paralelización del algoritmo. MADEA permite una paralelización de su estructura a tres niveles distintos. Se pueden simular varios escenarios globales (destinos) simultáneamente y además dentro de cada uno de ellos se pueden calcular los criterios de explotación semanal de forma paralela para cada uno de los

representantes. En tercer lugar se pueden simular los escenarios semanales de forma paralela.

- Estudio analítico de los errores. Este estudio es dependiente del criterio de selección de representantes. En el caso de la selección mediante *clustering* resulta especialmente complicado.

---

## A. Consideraciones sobre la gestión hiperanual de los embalses

---

En este apéndice se utiliza el enfoque de los capítulos anteriores para caracterizar la información que necesita el modelo proveniente de niveles que van más allá de su ámbito. Para ello se propone una alternativa a las curvas de coste futuro utilizadas en el modelo general. Se continúa considerando un modelo de control óptimo y se determina la forma de determinar la función que permita este control.

### A.1 La necesidad de unos criterios de explotación hiperanuales

Según el esquema planteado en el Capítulo 3 podemos caracterizar nuestro sistema con unas ecuaciones de la forma:

$$x_{k+1} = f_k(x_k, u_k, w_k)$$

$$s_k = S(x_k)$$

$$u_k = \phi(s_k, r_k)$$

$$r_k = \psi(s_k, r_k', w_k)$$

(A.1)

En este esquema, una función de control  $\phi$  determina las operaciones a efectuar en el sistema. La actuación de esta función viene ajustada por unos criterios de nivel superior proporcionados por una función de ajuste  $\psi$ . Este esquema, que se repite en todos los niveles del sistema en estudio, se aplicará ahora considerando el nivel anual. Así pues se considera que el tiempo es discreto con un intervalo correspondiente a una semana, el estado del sistema viene definido por los *stocks* de combustibles y las reservas hidráulicas. Podemos suponer, para simplificar, que el estado es perfectamente observable y por tanto se tiene una medida exacta del mismo, es decir que  $s_k = x_k$ .

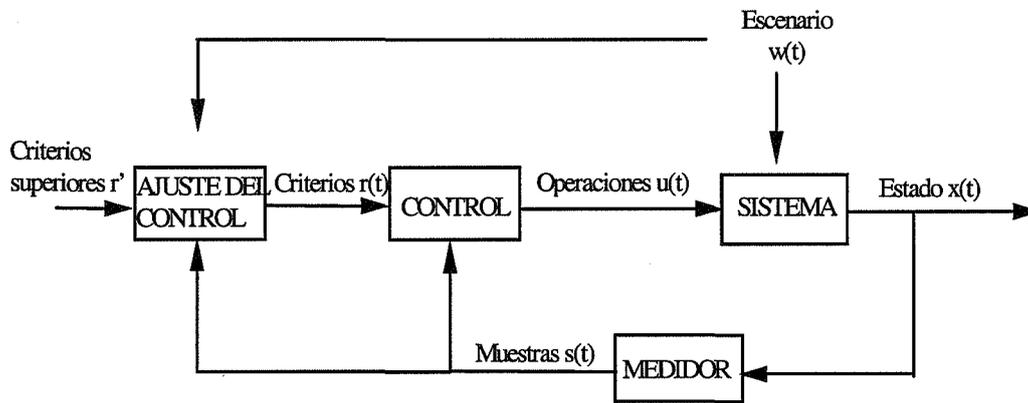


Fig. A-1 Estructura del sistema de control.

Las operaciones son las consignas proporcionadas para la programación semanal. Estas se obtienen a partir del estado observado del sistema del sistema  $s_k$  y de unos criterios hiperanuales  $r_k$  en cada intervalo de tiempo  $k$ . En este nivel, los criterios hiperanuales vienen definidos por el objetivo tanto de *stocks* de combustibles como de reservas hidráulicas que se plantea para el final del año que toma como horizonte para sus cálculos el algoritmo que determina la función  $\phi$ .

En la explotación real de un sistema eléctrico, este objetivo viene determinado por una política hiperanual de gestión de reservas. Esta política viene condicionada por factores estratégicos, financieros y de política nacional.

En el caso de las reservas de agua, la política hiperanual es posible debido a la existencia de los llamados embalses hiperanuales que son capaces de guardar más aportaciones de las que reciben en un año, su capacidad puede llegar hasta tres y cuatro veces este valor. Esto permite al explotador recoger aportaciones durante un año húmedo para consumirlas durante un año posterior más seco. En la explotación de un embalse de este tipo se consideran tres zonas [REE]. La zona superior del embalse se considera de gestión anual ya que si se alcanza, no se puede utilizar el embalse para recoger más aportaciones y se puede gestionar como uno anual hasta que se decida utilizar las reservas. La zona media corresponde a la verdadera gestión hiperanual porque permite sustituir en la explotación a grupos caros e incluso permite evitar la instalación de nuevos grupos. La zona inferior se alcanza en épocas de sequía en las que la escasez de aportaciones impide cualquier gestión. Ver Fig. A-2.

En cuanto a la gestión de *stocks* de combustible ésta viene determinada por dos factores: las políticas de protección a la minería y el coste financiero del almacenamiento del combustible. Las políticas citadas suponen que determinadas compras de carbones nacionales son obligadas pese a no ser las más ventajosas económicamente por lo que hay centrales que tienen en *stock* unas determinadas cantidades de carbón. El resto del carbón debe ser gestionado teniendo en cuenta si es más ventajoso comprar y almacenar o esperar a comprar al momento de consumir. Este cálculo debe ser hecho teniendo en cuenta la evolución previsible de los precios y los tipos de interés.

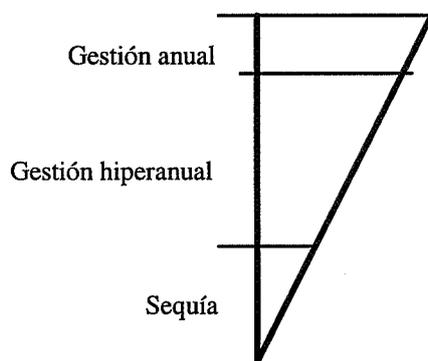


Fig. A-2 Zonas de gestión de un embalse hiperanual.

Todos estos criterios los puede proporcionar un modelo de nivel hiperanual que represente adecuadamente todos estos factores. Los enfoques utilizados normalmente utilizan técnicas de programación dinámica o similares que permiten construir curvas de coste futuro en función de los niveles de embalses y *stock* de combustibles. En el caso de nuestro modelo, se han utilizado estas curvas como criterio hiperanual para el modelo de nivel semanal. Se desarrolla a continuación un enfoque alternativo que permite representar estos criterios de forma simplificada. Se presentan posteriormente los resultados obtenidos en un caso de estudio.

En el modelo presentado en el capítulo 3 los criterios hiperanuales venían fijados a través de las curvas de coste futuro. En este capítulo se utiliza como criterio hiperanual un objetivo de nivel de embalses a final de año basado en el acercamiento a un régimen natural de los embalses.

## A.2 Definición de la función de ajuste

El problema de ajuste de la función de control consiste en encontrar la función  $\psi$  que satisfaga determinado criterio de optimalidad. En nuestro caso el criterio de optimalidad es obtener el mínimo coste de explotación. Si denominamos  $J_\psi$  a la función que nos da la esperanza del coste y  $x_0$  a un estado inicial representativo, nuestro problema de optimización -sujeto a todas las restricciones de explotación-, es hallar la función  $\psi$  que minimiza el coste esperado de explotación a partir de dicho estado:

$$\min_{\psi} J_{\psi}(x_0) \quad (A.2)$$

El cálculo de esta función es complejo y para abordarlo es conveniente hacer algunas simplificaciones como se verá más adelante.

## A.3 Régimen permanente medio

En primer lugar se mostrará que un sistema que corresponda a la descripción de las ecuaciones ( A.1 ), puede tener un modo natural de funcionamiento equivalente a un régimen permanente debido al control que se ejerce sobre el sistema y al que este control le hace tender. Se desarrollará este enfoque sólo en cuanto a la gestión de reservas de agua.

Este régimen permanente, suponiendo que exista será es de tipo cíclico y de periodo anual dadas las características del sistema. Este régimen se alcanza hipotéticamente si año tras año se repiten las condiciones de explotación del sistema y si éstas corresponden al valor medio. Es decir si durante un número determinado de años hubiera aportaciones medias, demanda media y fallos medios. Sea  $\bar{w}_k$  el valor medio de las aportaciones. El régimen permanente es la solución de la ecuación ( A.2 ) para  $w_k = \bar{w}_k$ . Denominaremos a este régimen permanente  $P_k$ . Supondremos que se trata de una función periódica.

En un sistema cualquiera, estas circunstancias no tienen por qué producir un funcionamiento periódico. Dado que el sistema es no lineal, nos podemos encontrar con oscilaciones en torno a un punto de equilibrio o con comportamientos caóticos.

Considerar la existencia de este régimen permanente supone una simplificación respecto a lo que ocurre en la realidad ya que el sistema no va a llegar nunca a alcanzar este régimen. Esto se debe en primer lugar a la elevada incertidumbre de las condiciones de explotación y por otro a que al considerar periodos largos de tiempo existen posibilidades de que se produzcan expansiones en el sistema así como otros cambios en las circunstancias de explotación.

#### A.4 Régimen natural

Otro acercamiento a un estado natural de funcionamiento del sistema lo logramos mediante la definición del régimen natural. Denominaremos régimen natural  $N_k$  al conjunto de estados del sistema a lo largo del tiempo que se toman a sí mismos como objetivo de la explotación:

$$\psi(N_k, r_k', w_k) = N_k \tag{A.3}$$

Justifiquemos de forma intuitiva el hecho de que exista este régimen natural. Denominemos  $I_k(x)$  al criterio anual de explotación conforme a las ecuaciones ( A.1 ) y supongamos que no se hace ninguna estimación actualizada de las perturbaciones, con lo que la función de ajuste no depende de los valores tomados por éstas.

$$I_k(x) = \psi(x_k, r_k', w_k) \tag{A.4}$$

Supongamos que el estado lo definimos sólo por el nivel de los embalses y que designamos el nivel de cada uno en una determinada etapa como  $x_i$ . En cada uno de los embalses ocurre que, si estamos en zonas próximas a la capacidad máxima total de reservas,  $x_i < I_k(x_i)$  debido a que hay riesgo de vertidos y se tiende a evitar esta circunstancia. En cambio en zonas bajas del embalse la generación hidráulica tiene menor rendimiento debido al menor salto y por tanto se desea aumentar el nivel de los embalses  $x_i > I_k(x_i)$ . En tales circunstancias y suponiendo que la función tiene un comportamiento monótono, existirá al menos un valor de  $x$  que cumpla:

$$x = I_k(x) \tag{A.5}$$

Con lo cuál definimos nuestro régimen natural  $N(t)$  a partir de la expresión:

$$I_k(N_k) = N_k \quad (A.6)$$

No se entrará a analizar el problema de la unicidad de la solución de esta ecuación por no ser relevante a efectos prácticos.

### **A.5 Régimen permanente medio natural bajo gestión clarividente**

Si realizamos una gestión clarividente, esto es, conociendo el valor de las perturbaciones a priori y éstas toman su valor medio, entonces se tendrá en cuenta para la optimización sólo un escenario medio. Este escenario medio será el que realmente ocurra periodo a periodo por lo que si estamos en un valor perteneciente al régimen natural, éste no se abandona en cada periodo llegándose al final del año al mismo punto donde se comenzó. No se entrará a realizar la demostración de este hecho, dependiente de la estructura de la gestión del sistema.

En conclusión, si la gestión es clarividente y las perturbaciones toman su valor medio, el régimen permanente medio existe y coincide con el régimen natural.

$$w_k = \bar{w}_k \Rightarrow P_k = N_k \quad (A.7)$$

En general, el régimen permanente medio será una aproximación al régimen natural, tanto más precisa cuanto más información tengamos sobre el futuro.

### **A.6 Descomposición de la función de ajuste**

La función  $\psi$  es una función complicada y de elevada dimensión y por tanto su cálculo, que se lleva a cabo por medio de una optimización, es costoso. A continuación se describe cómo los conceptos anteriores pueden utilizarse para parametrizar esta función y facilitar su cálculo. Esta parametrización no lleva a una solución óptima pero sí adecuada.

#### **A.6.1 El régimen natural como referencia cíclica**

Podemos considerar el régimen natural como una situación de trabajo ideal del sistema, aunque ésta no vaya a ser alcanzada nunca. Una primera idea que se podría aplicar sería plantear como objetivo que el sistema alcanzara este régimen de funcionamiento en un año, con lo que éste se convertiría en una referencia cíclica variable durante el año que actuaría como consigna para el control. Ver Fig. A-3.

Esto no quiere decir que el sistema vaya a alcanzar el objetivo sino que la explotación semanal se va a hacer con los criterios que resulten de plantearse este objetivo teniendo en cuenta que estos criterios se replantean semanalmente.

Esta gestión hiperanual no tiene ninguna garantía de ser la más adecuada debido a que el objetivo óptimo a final de año depende del estado inicial, dependencia que se está obviando considerando un único objetivo para todos los estados iniciales. Se puede mejorar el planteamiento suponiendo que el régimen natural se alcanza con una determinada estrategia dependiente de este estado inicial. Podemos concretar esta estrategia como el número de años en que nos planteamos alcanzarlo. En la Fig. A-4 se representa la evolución hipotética del sistema para alcanzar el régimen permanente en dos años. La representación en magnitudes relativas se asemeja más a una situación clásica de control en la que el sistema se acerca a una referencia fija.

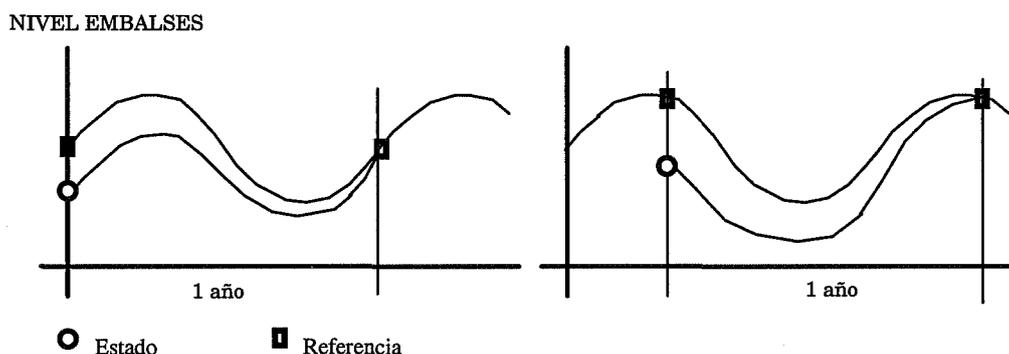


Fig. A-3 El régimen natural se puede utilizar como referencia cíclica y variable a lo largo del año. En la figura se representa el estado y la referencia en distintos momentos del año.

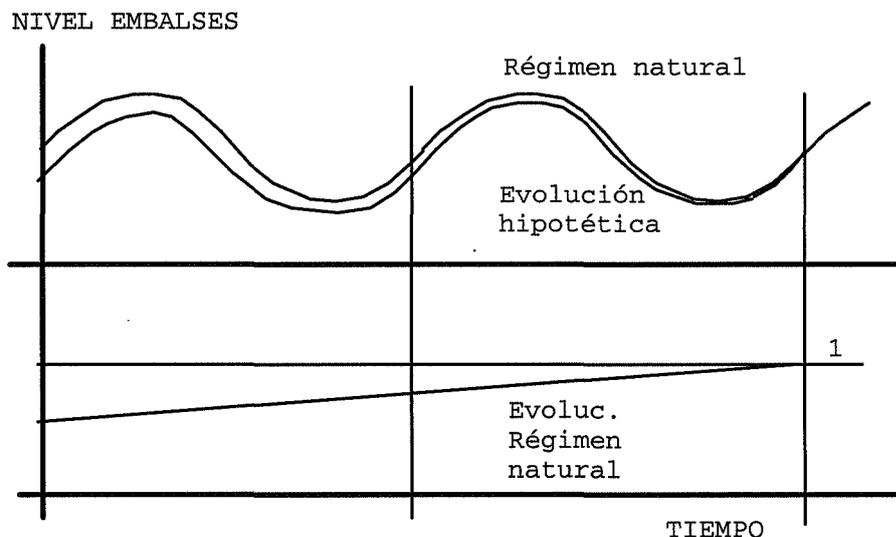


Fig. A-4 Evolución hipotética del sistema para alcanzar en dos años el régimen natural. Representación en magnitudes reales y en magnitudes relativas al régimen natural.

### A.6.2 Los criterios de aproximación al régimen natural

Se da la circunstancia de que en el modelo de nivel anual los criterios hiperanuales pueden plantearse como un valor deseable para el estado del sistema en lugar del uso de curvas de valor futuro. Este hecho unido a la idea del acercamiento progresivo al régimen permanente nos permite plantear una descomposición de la función que da

estos criterios en el valor del régimen natural más un incremento que depende del criterio de aproximación a este régimen:

$$\psi(s_k, r'_k, w_k) = N_k + H_k(s_k, r'_k, w_k)$$

(A.8)

Esta descomposición refleja el criterio del explotador en cuanto a la gestión hiperanual de los embalses. La función  $H$  representa el criterio de acercamiento al régimen natural. Este acercamiento puede ser más rápido o más lento según se estime que vayan a resultar las semanas siguientes. En épocas secas no se pretenderá alcanzar rápidamente el régimen permanente mientras que en épocas lluviosas se puede intentar ajustarse rápidamente a esta situación. Este criterio refleja también el grado de optimismo o pesimismo respecto al comportamiento futuro de las lluvias.

A continuación se describirá la forma de parametrizar ambas funciones para poder calcularlas de forma más eficaz.

### **A.7 Parametrización del régimen natural**

En primer lugar, se hará la simplificación de que el valor de las perturbaciones  $w$  no influye en el valor de la función de ajuste  $\psi$ . Esto equivale a ignorar las previsiones de lluvias hechas en base a las aportaciones ocurridas hasta el momento presente.

Se proponen varias parametrizaciones aproximadas de este régimen natural que permiten definirlo sin conocer la función de ajuste y en función de uno o más parámetros:

- a) Utilizar directamente el régimen permanente medio. Una posibilidad más sofisticada es suponer como medias lluvias correspondientes a distintos valores de probabilidad.
- b) Utilizar el concepto de régimen natural. Hallar mediante optimización con escenarios el régimen más barato de los que se apuntan a sí mismos a partir de cada instante de tiempo. (Una optimización para cada instante de tiempo y con un horizonte de un año) Este régimen se calcula de forma directa, sin necesidad de parametrización. Este cálculo equivale a minimizar el valor del agua perdida en la explotación.
- c) Aquél que suponga un determinado riesgo de vertidos en el periodo siguiente. El parámetro a utilizar en la optimización es el riesgo de vertidos. Este se define como la probabilidad de que las aportaciones menos la producción máxima en el periodo superen la capacidad máxima del embalse al sumarlas a las reservas actuales. Este criterio no es adecuado para embalses hiperanuales por suponer valores muy cercanos a la capacidad máxima del embalse para cualquier valor de probabilidad.
- d) Tomar un tanto por ciento del nivel total de cada embalse.
- e) Tomar el nivel medio histórico de los embalses multiplicado por un parámetro que permita variaciones sobre éste.

El valor que obtenemos mediante cualquiera de estos métodos es únicamente una aproximación al régimen natural.

### A.8 Definición parametrizada de los criterios de acercamiento

Como ya se ha señalado, los criterios de acercamiento reflejan la política de explotación a largo plazo.

Cualquier enfoque debe tener en cuenta que cada embalse tiene su "constante de tiempo" o relación entre su capacidad total y sus aportaciones anuales medias. Esta constante de tiempo determina el carácter anual o hiperanual y también a cuántos años vista hay que plantear las simulaciones comentadas más arriba. La misma función de criterios hiperanuales planteada para embalse único, puede emplearse para cada embalse particular si se normaliza el incremento de nivel dividiéndolo por su constante de tiempo. En cualquier caso, si se simplifica el modelo del sistema para los cálculos, al menos se deben tratar por separado los embalses anuales y los hiperanuales.

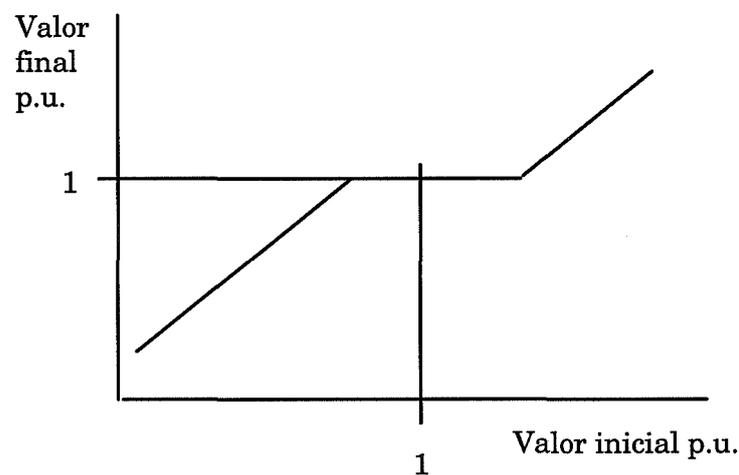


Fig. A-5 Función de acercamiento al régimen natural.

Para determinar cuál es la mejor forma de alcanzar el régimen natural, se pueden seguir varias estrategias, las cuales también se parametrizan para poder determinar su valor óptimo:

- a) Número de años que se tarda en alcanzar el régimen natural. Esta función queda definida por un único valor.
- b) Definir qué cantidad de agua debe recuperarse en un año si estamos por debajo del nivel natural, y qué cantidad debe gastarse de más si estamos por encima. Es decir, la fracción de la desviación con respecto al régimen permanente que debe almacenarse o gastarse como objetivo en el periodo de estudio. Este criterio es independiente de las aportaciones. Esta función se define con cuatro valores para definir las dos rectas que la constituyen. Ver Fig. A-5.
- c) Definir una función que, para cada nivel inicial y según sea la previsión de aportaciones para el año, fije un nivel a final de año referido al régimen natural. Esta función se puede definir de forma que quede definida por nueve valores tal y cómo se muestra en la Fig. A-6.

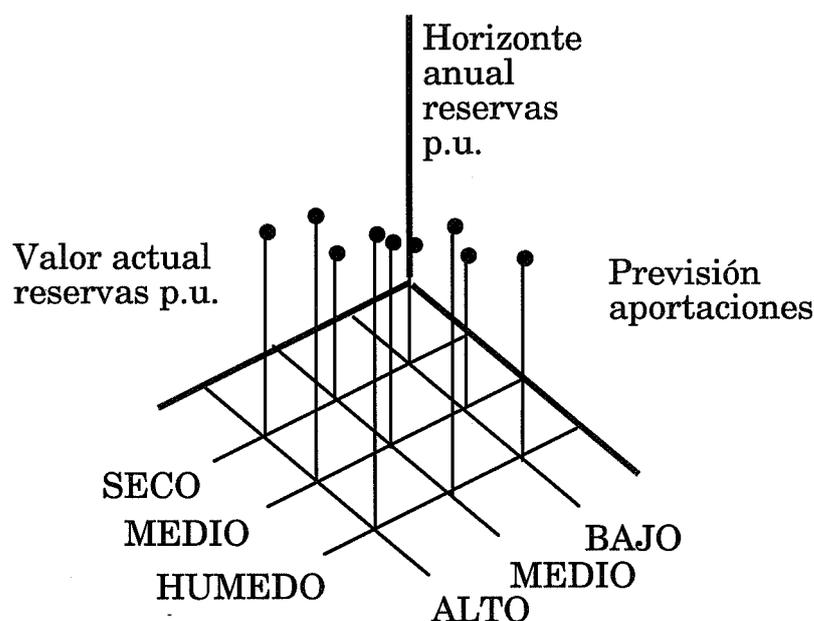


Fig. A-6 Otra opción para la función de acercamiento.

## A.9 Método de cálculo

### A.9.1 Búsqueda directa

La obtención de la función de ajuste, teniendo en cuenta que podemos discretizar los estados de los embalses, se puede plantear como un problema de búsqueda directa. Se trataría de buscar qué valores debe tomar la función para cada estado del sistema, para cada periodo del año. Teniendo en cuenta que, en su versión más compleja la función de ajuste tiene tantas dimensiones como embalses haya en el sistema, el tamaño del problema es grande. Hay que tener en cuenta, además, que habría que simular la explotación para distintos escenarios con lo que aún utilizando técnicas más sofisticadas (como p. ej. optimización estructurada multiatributo, ver [Cuadra, 90] ) el tiempo de cálculo es elevado.

### A.9.2 Búsqueda directa parametrizada

Utilizando las parametrizaciones tanto del régimen natural como de los criterios hiperanuales descritas anteriormente, se puede plantear una búsqueda tal y como se describe en el apartado anterior, pero reduciendo notablemente el espacio de búsqueda.

## A.10 Caso de estudio

Se ha realizado una aplicación numérica de la teoría descrita sobre una versión simplificada del sistema que se describe aquí de forma resumida. Los detalles pueden consultarse en [Crespo, 87].

Se ha utilizado, para tomar las decisiones óptimas una versión simplificada del nivel semanal del modelo MADEA en la que se ha tomado como periodo de explotación el mes, además no se han tenido en cuenta los arranques y paradas. Igualmente se ha hecho una versión simplificada del simulador horario que sólo considera incertidumbre en las aportaciones pero no en los fallos ni en la demanda. Las aportaciones se han sorteado teniendo en cuenta datos la distribución histórica de las mismas.

El sistema sobre el que se ha hecho el estudio es el sistema español en el que se han representado 80 centrales térmicas y 10 subsistemas hidráulicos.

Se han despreciado los criterios hiperanuales utilizando directamente como objetivo a final de año el régimen natural.

Las simulaciones se han extendido a cuatro años. Ha sido necesario hacer una valoración del coste futuro del estado final calculando el coste de la explotación durante un periodo de extensión. Se observó que la valoración del coste futuro influye de forma significativa en el coste total y se hizo necesario ponderarlo convenientemente frente al coste de explotación durante los cuatro años.

Se ha buscado la función de ajuste en tres condiciones distintas. Estas tres búsquedas se distinguen atendiendo a la a agregación o desagregación de los embalses anuales e hiperanuales, a el parámetro empleado para definir el régimen natural y al número de escenarios considerados. Estas tres condiciones así como los resultados obtenidos para cada una de ellas se describen a continuación.

#### **A.10.1 Embalses anuales e hiperanuales agregados. Probabilidad de vertidos.**

En esta situación se ha considerado el sistema dividido en nueve cuencas hidrológicas las cuales incluyen cada una todos los embalses contenidos en ella, tanto anuales como hiperanuales.

Se ha parametrizado el régimen natural teniendo en cuenta la probabilidad de vertidos, la cual, mide el riesgo de que se produzcan vertidos en un subsistema en un determinado mes, suponiendo que en dicho mes no se produzca nada de energía en dicho subsistema teniendo en cuenta las estadísticas de aportaciones en dicho subsistema.

Se observa que el coste de la explotación se encarece a medida que aumenta la probabilidad de vertidos considerada sin aparecer ningún mínimo en la función.

Observando las curvas de reservas hidráulicas se observa como la evolución de las reservas de los embalses anuales e hiperanuales por separado es muy distinta. Los embalses anuales pueden llenarse y vaciarse incluso varias veces al año, mientras que los hiperanuales presentan oscilaciones de reservas mucho más amortiguadas.

Como ya se comentó, esta definición del régimen natural no es adecuada para los embalses hiperanuales y las cuencas agregadas se comportan como tales.

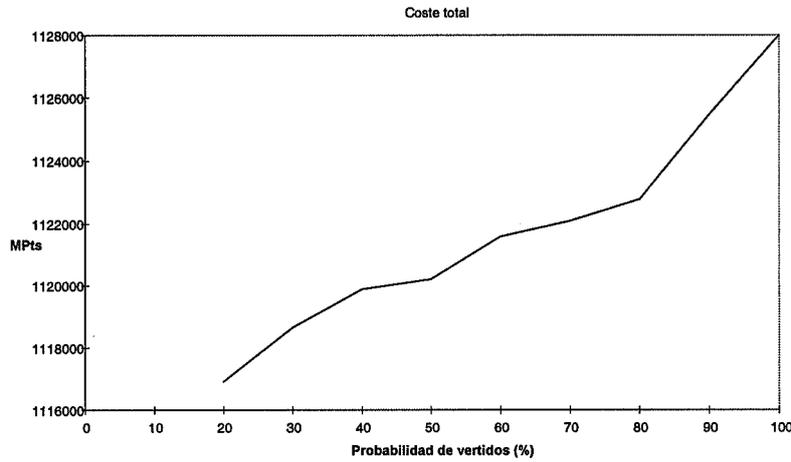


Fig. A-7 Coste total esperado de explotación en función de la probabilidad de vertidos asumida.

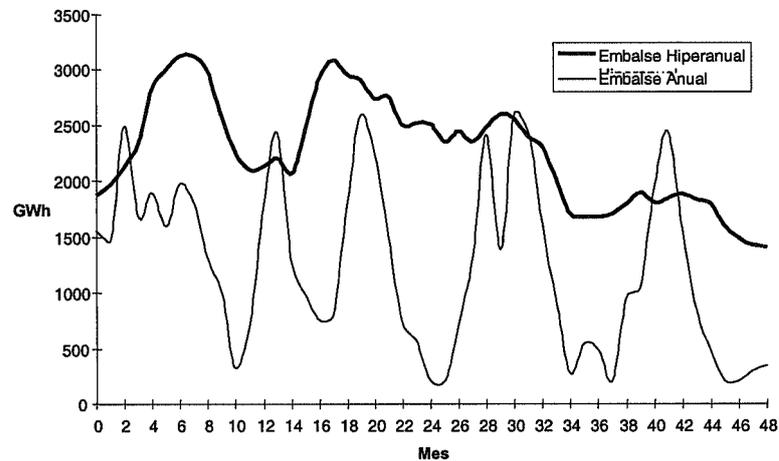


Fig. A-8 Evolución de reservas de embalses anuales e hiperanuales

### A.10.2 Embalses anuales e hiperanuales desagregados. Nivel de llenado.

Para este segundo estudio, el sistema se dividió en un total de 12 subsistemas o cuencas hidráulicas. Las cuencas que poseen los embalses hiperanuales más grandes del país se subdividieron en su parte anual e hiperanual. Estas cuencas son la cuenca Norte, la del Tajo y la del Duero; la cuenca del Júcar se ha considerado íntegramente como hiperanual.

El parámetro empleado para definir el régimen natural es el tanto por ciento del nivel máximo de llenado de los embalses. Este nivel es considerado como un valor constante a lo largo del año, y el mismo en tanto por ciento para todos los embalses.

Las gráfica siguiente presenta los resultados obtenidos.

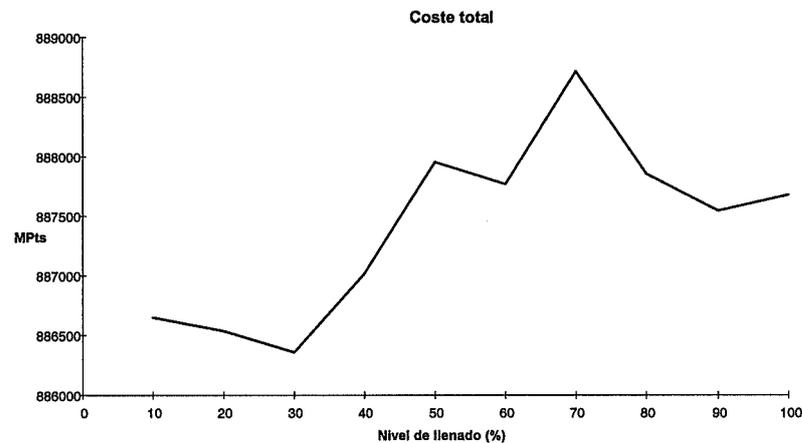


Fig. A-9 Coste total de explotación frente a nivel de llenado objetivo.

Se observa que el coste total presenta un mínimo alrededor de un nivel de llenado del 30% y que la diferencia entre la explotación más cara y la más barata es muy pequeña. Además se observan importantes fluctuaciones del coste total.

### A.10.3 Embalses anuales e hiperanuales desagregados. Desviaciones respecto a la media histórica.

En este estudio se utiliza el mismo sistema de 12 subsistemas que en el anterior. En esta ocasión, el parámetro empleado para definir el régimen permanente es la desviación con respecto a la media histórica de las reservas de los embalses. El estudio se realizó para 20 escenarios. La siguiente gráfica ilustra los resultados obtenidos.

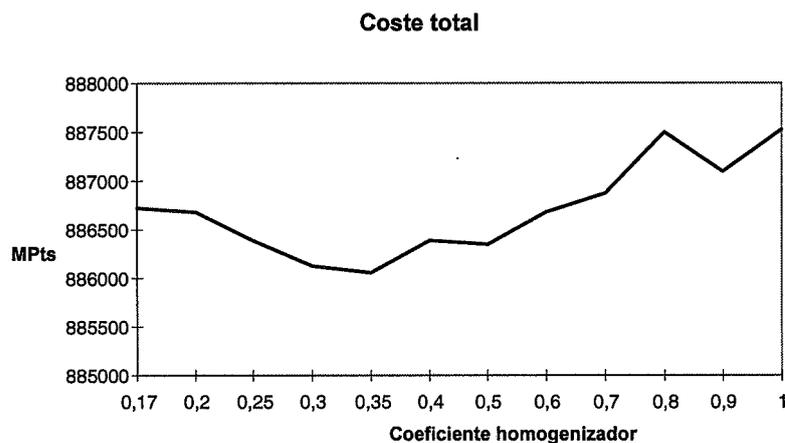


Fig. A-10 Coste total considerando como objetivo el valor histórico homogeneizado.

Se observa que el coste total presenta un mínimo alrededor de un valor del coeficiente homogeneizador de 0,35. Este coeficiente se ha definido de forma que para un valor de uno la reserva en el mes de mayor reserva (Mayo) coincida con la reserva máxima total de los embalses.

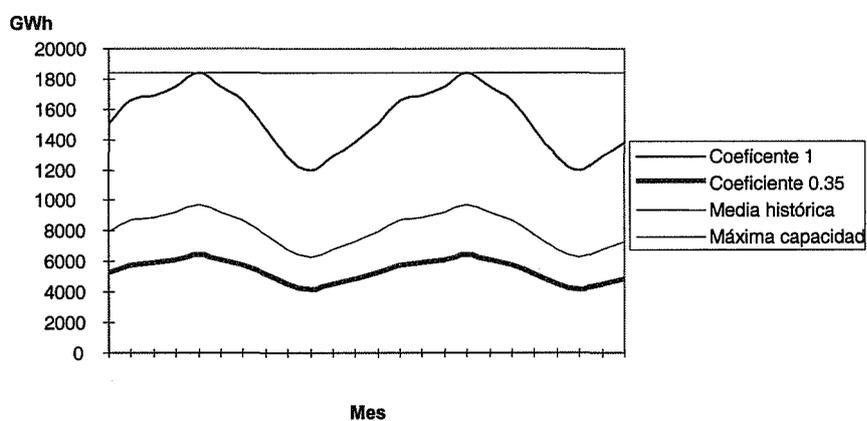


Fig. A-11 Régimen permanente óptimo obtenido.

El coeficiente homogeneizador 0.35 significa que para el régimen permanente óptimo encontrado, el nivel agregado en el mes de Mayo es el 35 % de la capacidad máxima. El régimen natural calculado vale un 70 % de la media histórica en términos agregados. Se observa cómo la gestión llevada a cabo por el operador del sistema, es más conservadora.



---

## **B. Selección de estados representativos mediante técnicas de *clustering***

---

Se describen a continuación en qué consisten las técnicas de agrupamiento o *clustering*: sus características principales y los distintos tipos existentes. Posteriormente se explica su aplicación al modelo para la selección de estados representativos y las adaptaciones que han sido necesarias.

### **B.1 Descripción de las técnicas de *clustering***

#### **B.1.1 Definición**

Se conoce como técnicas de agrupamiento (*clustering*) a aquellas metodologías estadísticas que buscan en los datos similitudes o disimilitudes que permitan establecer un agrupamiento natural de éstos [Johnson, 82]. Estas técnicas no presuponen un número de grupos a conseguir ni la estructura de los mismos. Esta técnica se utiliza en análisis de todo tipo de datos en las ciencias experimentales y también en sociología, *marketing* y otras.

Un problema de agrupamiento es un problema combinatorio. Si se tiene un criterio para valorar un conjunto de *clusters* como más o menos representativos de un conjunto de observaciones, vale con encontrar cuál es el mejor conjunto de *clusters* de entre todos los posibles. Para un conjunto de  $n$  observaciones, las maneras posibles de formar  $m$  grupos  $G(n, m)$  son:

$$G(n, m) = \frac{m^n}{m!}$$

(B.1)

Este número es enormemente grande para valores normales de  $m$  y  $n$ . Por ejemplo  $G(100,3) = 8.6E46$ . Si además el número de grupos a formar no está definido, entonces el número es mayor todavía:

$$G(n) = \sum_{i=1}^n G(n, m) \tag{B.2}$$

En estas condiciones, es inviable explorar todas las posibilidades y por ello se han desarrollado métodos que encuentran soluciones razonables sin necesidad de valorar todas las posibles.

### B.1.2 El criterio de representatividad

Para definir un criterio de representatividad es necesario en primer lugar definir la similitud entre dos observaciones. Para esta definición se utilizará una distancia entre observaciones, que comúnmente será la euclídea o el cuadrado de la misma para hacer más rápidos los cálculos. Cuando los atributos se miden en diferentes magnitudes, es necesaria una normalización de las medidas.

Un buen agrupamiento se caracteriza por tener alta distancia inter-grupos y baja distancia intra-grupo. La distancia inter-grupos mide la separación que existe entre los grupos y que los caracteriza como distintos mientras que la distancia intra-grupo mide el aglutinamiento que hay dentro de un grupo que hace que se pueda considerar como tal. Estos conceptos se muestran en la Fig. B-1. La medida exacta de estas distancias se realiza mediante matrices que se definen a partir de las medias, varianzas y covarianzas entre las observaciones. Véase [Fukunaga, 72].

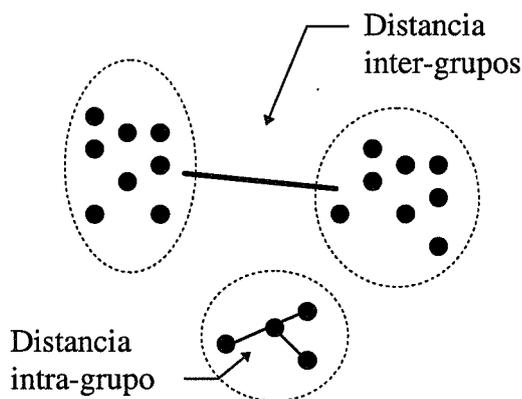


Fig. B-1 Distancias inter e intra-grupos

Las medidas de separabilidad resultan de combinar estas matrices. Si la división es en dos grupos la medida clásica de separabilidad es la llamada  $F$  de Beker:

$$F = \frac{|\mu_a - \mu_b|}{\sigma_a + \sigma_b} \tag{B.3}$$

El objetivo del agrupamiento por lo tanto es hallar aquel conjunto de *clusters* que maximice la medida de separabilidad.

### B.1.3 Distintas técnicas de agrupamiento

Una primera distinción que se hace entre las distintas técnicas de agrupamiento es entre métodos no jerárquicos y métodos jerárquicos.

Los **métodos no jerárquicos** parten de una división de las observaciones en *clusters* y las redistribuyen iterativamente mejorando su representatividad en cada iteración. En esta técnica es preciso saber de antemano cuántos *clusters* se quieren formar. La ventaja fundamental de este método es que no requiere mucha memoria puesto que las decisiones se toman en cada paso a partir de la distribución del paso anterior. Sin embargo necesitan una distribución inicial y además pueden aparecer problemas de inestabilidad del algoritmo.

Los **métodos jerárquicos** o bien comienzan con tantos grupos como observaciones y van agrupando progresivamente o bien comienzan con un solo grupo y lo van subdividiendo. En el primer caso se habla de **aglutinamiento** mientras que el segundo se conoce con el nombre de **disgregación**. El número final de *clusters* se puede determinar durante la ejecución del algoritmo si se tiene una medida de representatividad en cada etapa. El resultado del algoritmo es una serie de etapas de división que constituyen una taxonomía de los datos con más información que el mero agrupamiento.

### B.1.4 El método de encadenamiento

Dentro de los métodos de aglutinamiento se sitúa el método de **encadenamiento**. Este método consta de los siguientes pasos:

1. Se construye la matriz de distancias entre cada par de observaciones.
2. Inicialmente se consideran tantos grupos como observaciones.
3. Se busca cuál pareja de grupos está más cerca y se consideran agrupados en un sólo grupo.
4. Se calcula la distancia entre el nuevo grupo y el resto.
5. Se repite el proceso desde 3 hasta que los grupos se consideran suficientemente buenos.

Para poder llevar a cabo este método es necesario definir una distancia entre grupos, que es distinta de la distancia entre observaciones. Según la definición que se haga de esta distancia se distingue entre encadenamiento simple, completo o medio. Supongamos que se acaba de formar un grupo  $UV$  que es unión de los grupos  $U$  y  $V$  en una determinada etapa del algoritmo. Llamemos  $d_{(UV)W}$  a la distancia entre este grupo recién formado y cualquier otro grupo  $W$ . En el **encadenamiento simple** esta distancia se calcula como:

$$d_{(UV)W} = \min\{d_{UW}, d_{VW}\}$$

(B.4)

En el caso del **encadenamiento medio** la definición de distancia es:

$$d_{(UV)W} = \frac{\sum_i \sum_j d_{ij}}{N_{(UV)}N_W}$$

(B.5)

Finalmente, para el **encadenamiento completo**, se utiliza:

$$d_{(UV)W} = \max\{d_{UW}, d_{VW}\}$$

(B.6)

donde  $d_{ij}$  es la distancia entre una observación  $i$  perteneciente al grupo  $(UV)$  y una observación  $k$  perteneciente al grupo  $W$  y  $N_{(UV)}$  y  $N_W$  son el número de observaciones en los respectivos grupos. La representación gráfica de estas distancias puede ver en la Fig. B-2.

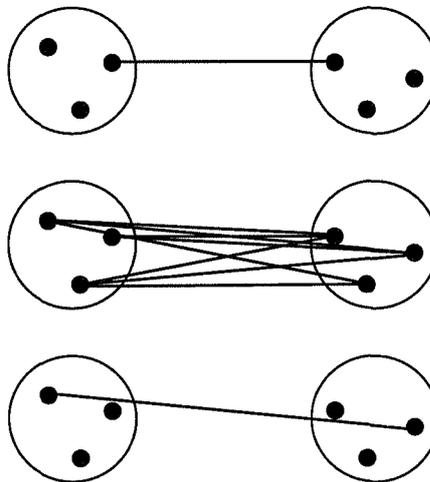


Fig. B-2 Distancia entre grupos en encadenamiento simple, medio y completo.

Tal y como se describe en [Kaufman, 90] el encadenamiento simple es apropiado para grupos alargados porque va absorbiendo nuevos elementos con tal de que estén cerca de uno de los ya pertenecientes al grupo. Este fenómeno se conoce como *chaining effect*. El encadenamiento medio es útil para grupos con forma de bola y el encadenamiento completo tiende a formar grupos compactos aunque no estén muy bien separados entre ellos. Ver Fig. B-3.

## B.2 Aplicación a la selección de estados representativos

Aunque no es una idea que haya sido muy explorada, existen antecedentes de la utilización de técnicas de agrupamiento para reducir el número de simulaciones a realizar en la simulación de un sistema eléctrico a nivel horario. En [Huang, 96] se utilizan estas técnicas para elegir los escenarios de disponibilidad en una simulación de Monte Carlo en un modelo de producción. El método consiste en sortear un gran número de estados de disponibilidad de los grupos del sistema y hacer una selección de los más significativos mediante agrupamiento. La variable que se utiliza para valorar la distancia entre las observaciones es una estimación de los costes de explotación en que

se va a incurrir en cada estado de disponibilidad. En una segunda etapa, se toma un número de muestras de cada *cluster* y se simula la operación del sistema. Se obtiene como resultado final la media ponderada de los resultados de simulación en cada escenario atendiendo al número de escenarios en cada grupo. Los autores presentan este método como una alternativa al muestreo estratificado.

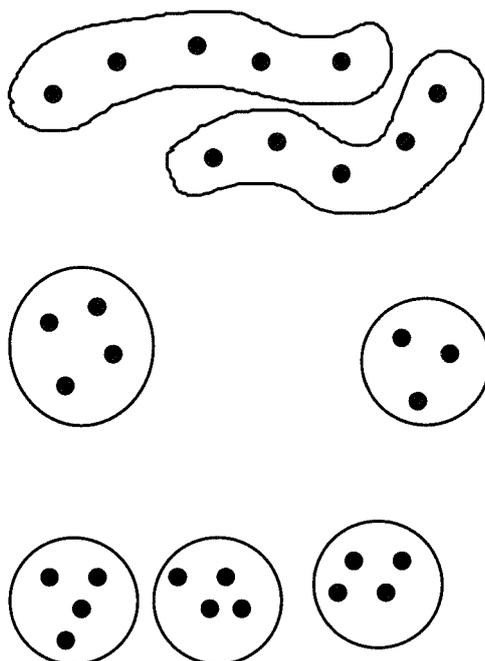


Fig. B-3 Forma de los grupos en encadenamiento simple, medio y completo.

El uso que se hace en MADEA persigue el mismo objetivo de reducir el número de simulaciones pero su enfoque es distinto. La simulación de cada semana requiere un conjunto de estados iniciales para realizarse. Estos estados son un subconjunto reducido de los estados finales de la simulación de la semana anterior. Este subconjunto debe ser por un lado de un tamaño pequeño para limitar el tiempo de cálculo (cada estado inicial implica una ejecución completa del modelo semanal) y por otro lado ser suficientemente representativo de los estados finales para aprovechar toda la información del conjunto de simulaciones que se realizan en una semana. Esta elección se realiza agrupando los resultados adecuadamente y luego eligiendo el estado más próximo al centroide de cada uno de los grupos como representante o bien tomando el centroide directamente.

Se ha elegido un método de agrupamiento jerárquico porque, aunque se va a determinar a priori el número de grupos, no se tiene mucha información sobre la estructura de las observaciones. Esta información se obtendrá a través del agrupamiento jerárquico. Se ensayará el método de encadenamiento en sus versiones simple, medio y completo.

Se ha utilizado una normalización de todas las unidades a energía. Para los combustibles fósiles se ha hecho mediante una constante a la que se ha dado un valor estándar de 1000 Termias/MWh.

Se presentan los resultados de realizar el agrupamiento de cien estados finales calculados a partir del caso reducido. El agrupamiento se ha realizado de forma jerárquica utilizando encadenamiento simple, medio y completo. Se han calculado diez

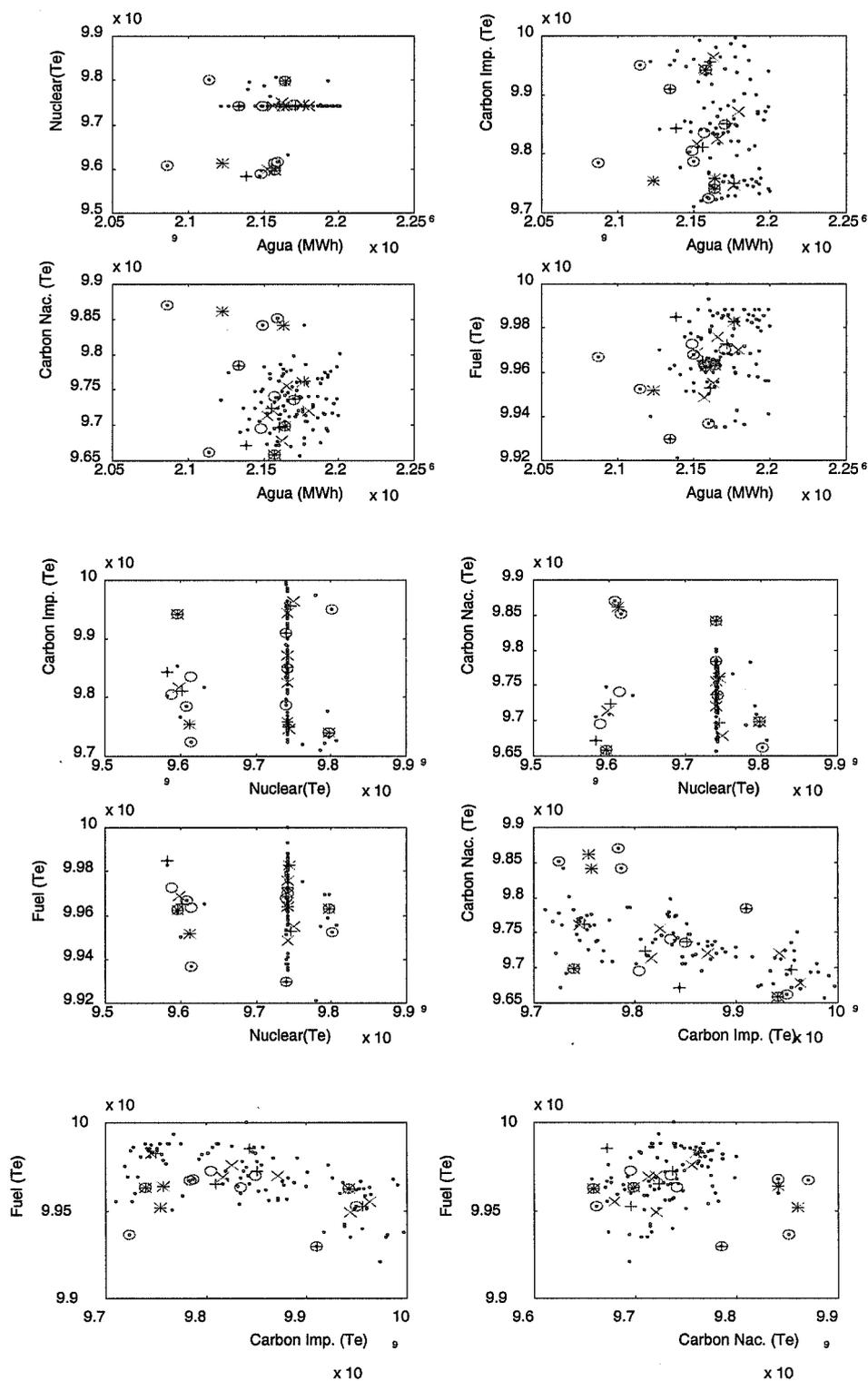


Fig. B-4 Resultados de realizar el agrupamiento jerárquico de cien estados en diez. Circulo: encadenamiento simple, cruz: enc. medio, aspa: enc completo.

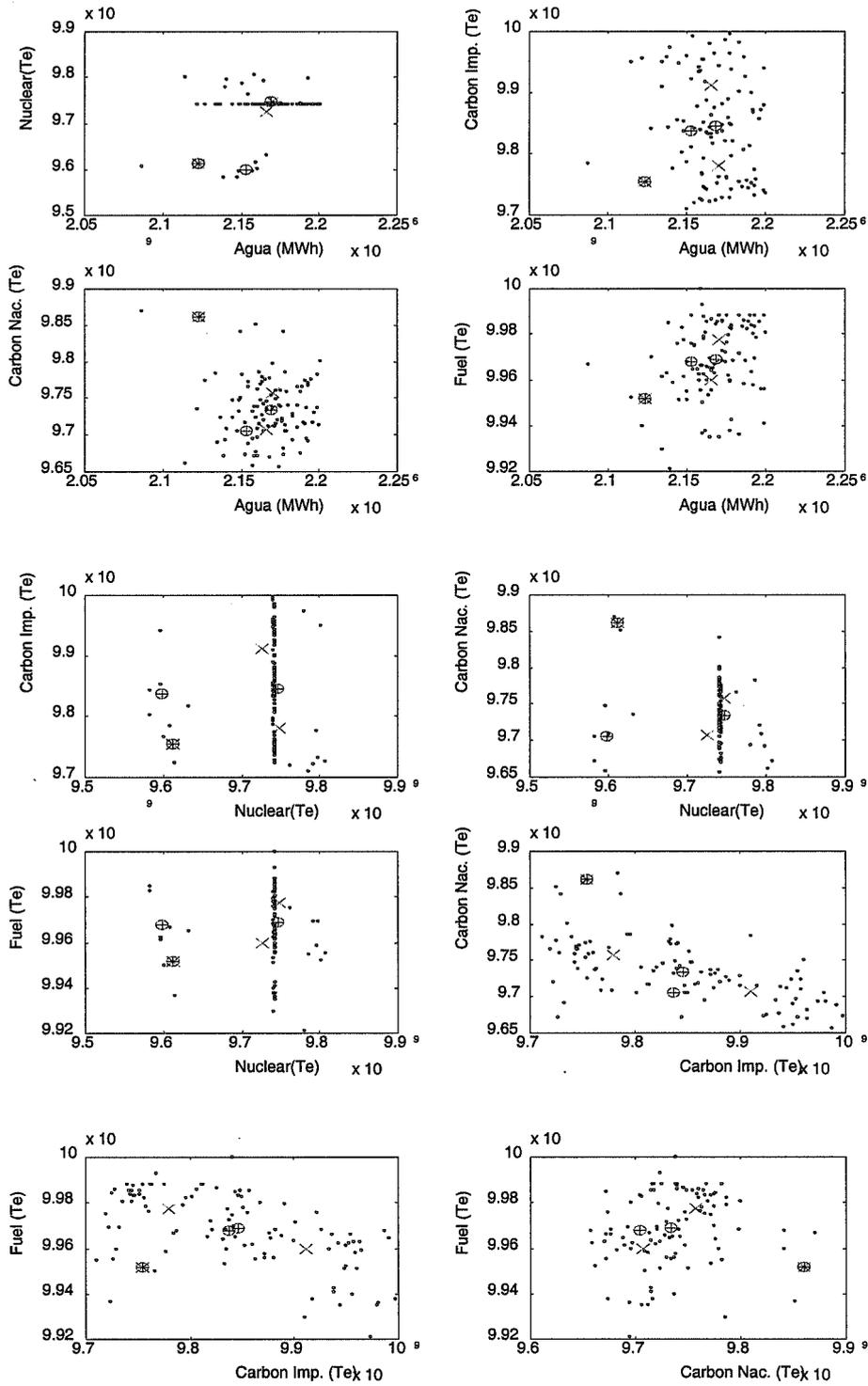


Fig. B-5 Resultados de realizar el agrupamiento jerárquico de cien estados en tres. Círculo: encadenamiento simple, cruz: enc. medio, asp: enc completo.

grupos por un lado y tres en un segundo cálculo y se han representado sus centroides. Dado que cada estado está representado por el *stock* de cinco combustibles distintos se han representado en ejes cartesianos en parejas de dos. El objetivo de estas simulaciones era por un lado determinar cuál de los tres métodos era más apropiado para nuestros propósitos y en segundo lugar tener una primera aproximación del número de representantes necesarios.

En la Tabla B-1 se detalla el número de elementos pertenecientes a cada uno de los grupos en cada una de las situaciones.

Número de grupo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Enc. simple	1	1	1	1	1	1	2	85	4	3
Enc. medio	1	1	1	4	2	25	35	2	4	25
Enc. completo	1	2	17	4	2	13	21	5	22	13
Enc. simple	92	2	6							
Enc. medio	92	2	6							
Enc. completo	2	49	49							

Tabla B-1 Distribución de las observaciones en los grupos.

A la vista de todo lo anterior se extraen las siguientes conclusiones:

Los resultados obtenidos fueron muy semejantes cuando el agua se trató como un único combustible que cuando se consideraron por separado cada uno de los embalses. Esto se debe a que la política de desagregación del consumo de agua es coherente, es decir para una misma cantidad total de agua consumida, ésta se obtiene de una forma muy similar de los distintos embalses, por eso, a nivel de agrupamiento, este dato no aporta nueva información. Para dar mayor robustez a los resultados, se podría desagregar la cantidad de agua pero no a nivel de subsistema sino a un nivel superior.

El encadenamiento simple y el medio llegan a un resultado idéntico cuando se llega hasta tres grupos debido a la gran dispersión que hay en los datos que hace que no haya diferencia entre considerar la distancia mínima o la media. El grupo que está más cerca en distancia mínima, también lo está en distancia media.

El encadenamiento simple tiende a crear un gran grupo al que pertenecen la mayoría de los estados. Esto se debe al ya comentado *chaining effect* que hace que los grupos tiendan a formar grupos alargados ya que van incorporando los estados que estén más cercanos en cualquier dirección sin que ya la unión creada, dado el método de agrupamiento jerárquico, pueda disolverse. En la selección de diez representantes se observa como el encadenamiento simple forma varios *clusters* formados por una sola observación. Este efecto se observa atenuado en el encadenamiento medio y desaparece prácticamente en el encadenamiento completo. Esto refleja la estructura de nuestros datos. Se trata de una nube dispersa en torno a un centro más denso. En este sentido, se está extendiendo el uso de las técnicas de agrupamiento más allá de las funciones para las que fueron concebidas. Más que buscar un agrupamiento natural de los datos, buscamos un agrupamiento que resulte representativo de los mismos.

Como ya se ha dicho, en general, el encadenamiento simple tiende a formar grupos de formas alargadas, el medio esferoides y el completo forma pequeñas bolas muy aglutinadas. En estas condiciones, y dadas las formas muy aleatorias de nuestros estados, elegimos el encadenamiento completo que nos lleva a resultados más robustos, menos dependientes de la forma de los datos y de la presencia de ruido.

Los estados finales que se seleccionen serán representativos de forma proporcional al número de estados que incluya el grupo del que son representantes. Esto lleva a que el algoritmo de avance semanal deba tener en cuenta esto. (Mediante ponderación o bien realizando simulaciones desde cada estado inicial proporcionales en número al número de estados finales que representa.) Para evitar que grupos pequeños queden aislados semana tras semana, representando una historia del sistema muy improbable, nos interesa que el tamaño de los grupos sea parecido. El encadenamiento completo tiende a hacer grupos de tamaños similares, sin embargo, como se ve en el ejemplo, llega al final a un grupo con solo dos elementos.

### B.3 Criterio de parada de la agrupación

Las observaciones anteriores sugieren que la agrupación llega a un momento, véase Fig. B-6 (fase I) en que los datos están agrupados adecuadamente quedando fuera de los grupos grandes algunas observaciones aisladas. En este punto, los grupos más grandes son excelentes representantes del conjunto de las observaciones. A partir de ese momento, si continuamos el aglutinamiento, los grupos pequeños siguen aislados mientras que los grandes se unen entre ellos (fase II). Dado que el número de grupos con los que nos vamos a quedar estará fijado a priori, supongamos 3 para este ejemplo, nos encontramos con que sería mejor seleccionar como representantes los tres más grandes de la fase I que los tres resultantes en la fase II.

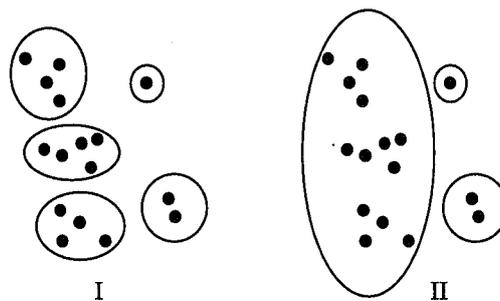


Fig. B-6 Fases finales del agrupamiento

#### B.3.1 Criterio de cobertura

Por tanto, detener el agrupamiento antes de llegar a la fase II, sirve para eliminar ruido en los datos y sirve para evitar que *clusters* de gran tamaño se unan entre ellos. Para ello se pueden eliminar los datos más extremos aplicando un criterio de representatividad basado en la cobertura.

$$r_n = \frac{\sum_{U=1}^n N_U}{N}$$

(B.7)

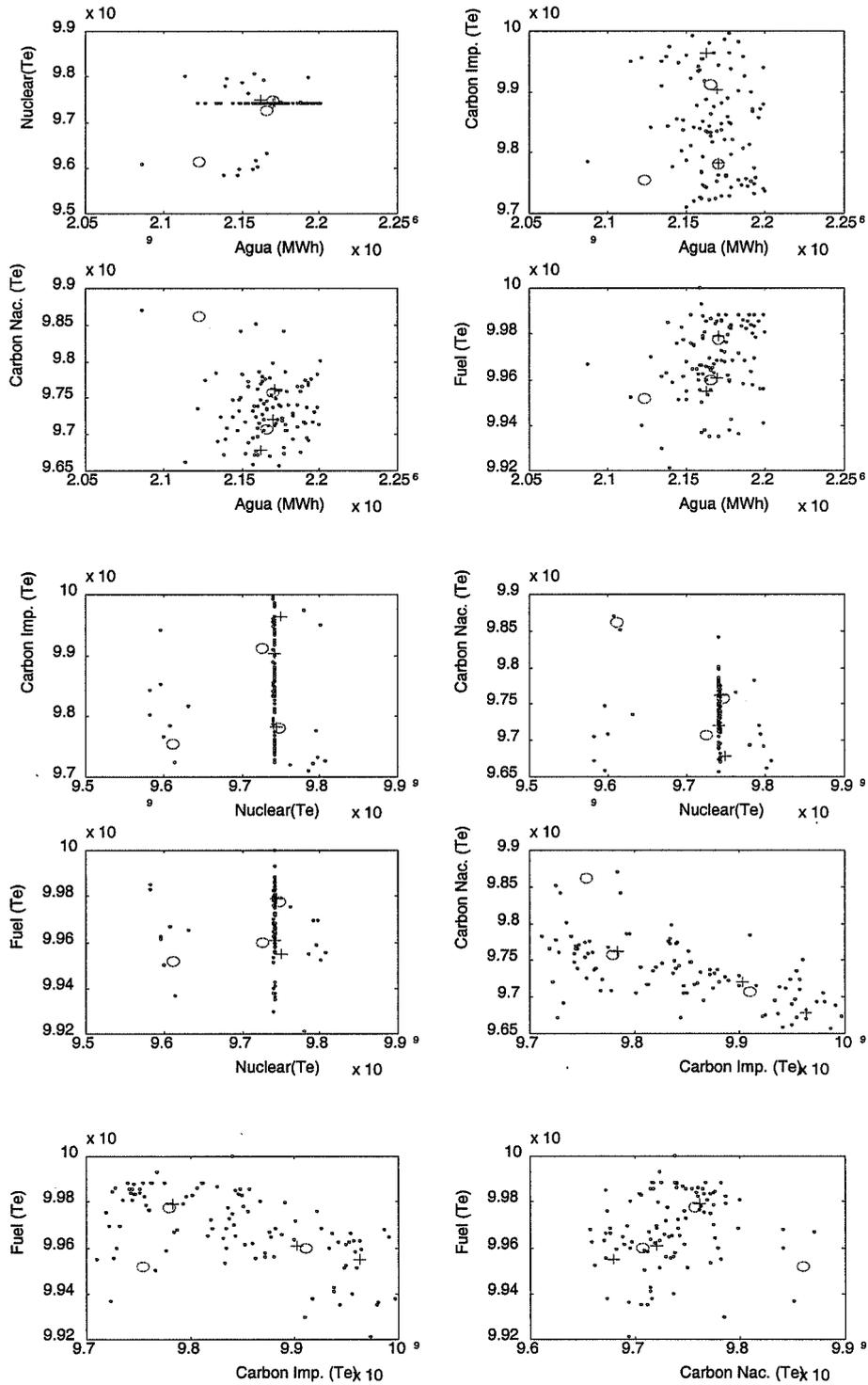


Fig. B-7 Comparación de los resultados de agrupamiento usando directamente agrupamiento jerárquico (círculos) y aplicando agrupamiento jerárquico con criterio de representatividad (cruces)

$N$  es el número total de observaciones. Se detendrá el aglutinamiento de los datos cuando de entre los grupos formados, los  $n$  más grandes, siendo  $n$  el número de estados iniciales de los que queremos partir, agrupen más de un determinado porcentaje del total (supongamos un valor del 80-85% para  $n=3$ ). En la Fig. B-7 se comparan los tres representantes obtenidos por encadenamiento completo con los obtenidos utilizando el criterio de representatividad. Los tres grupos seleccionados incluyen el 88% del total habiéndose desechado cuatro grupos. En cualquiera de los gráficos, los estados en los que se ha aplicado el criterio de cobertura se distribuyen en la zona central de la distribución mientras que si no se utiliza este criterio, alguno de ellos se localiza en valores extremos.

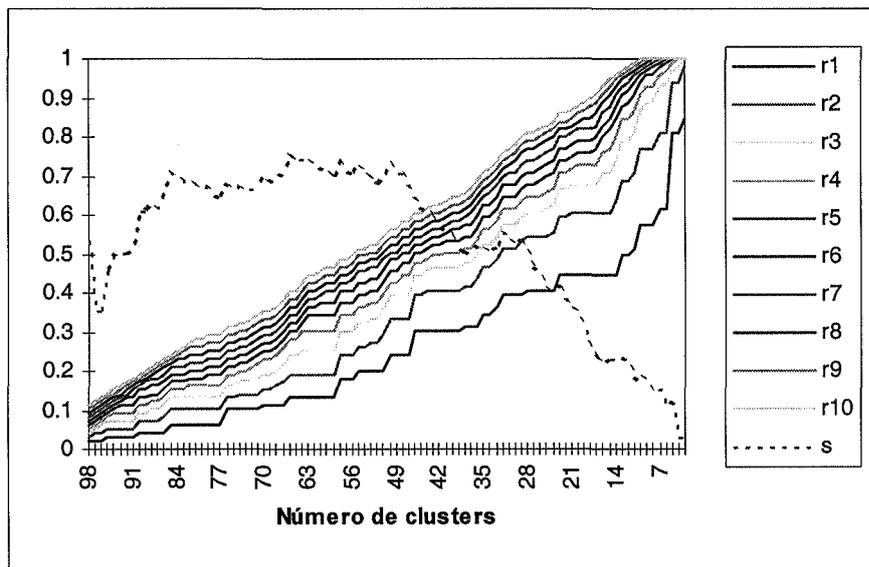


Fig. B-8 Evolución de la separabilidad y la representatividad basada en cobertura para valores de  $n$  entre 1 y 10 para encadenamiento medio.

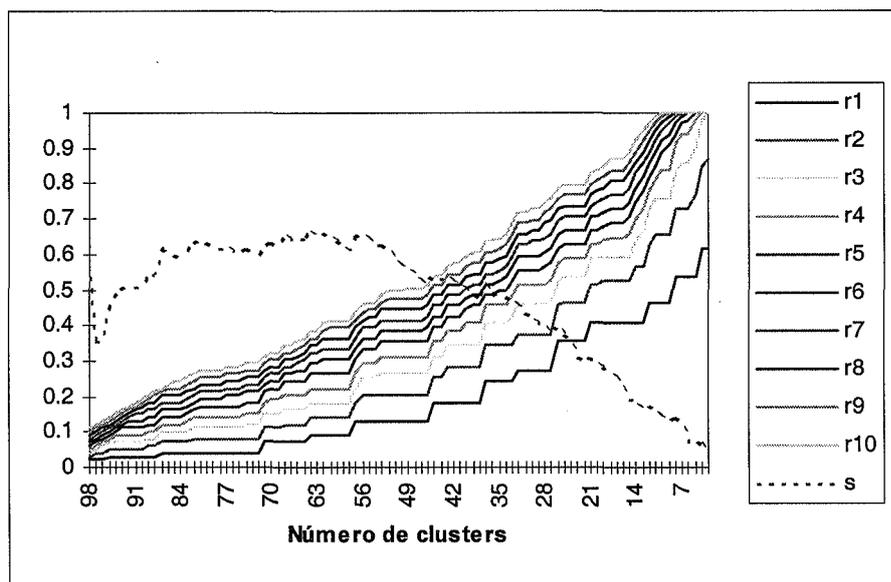


Fig. B-9 Evolución de la separabilidad y la representatividad basada en cobertura para valores de  $n$  entre 1 y 10 para encadenamiento completo.

### B.3.2 Criterio de separabilidad

El criterio de cobertura garantiza que los *clusters* elegidos, son representativos de la mayoría de las observaciones. Sin embargo no garantiza la calidad de los *clusters*. En las Fig. B-8 y Fig. B-9 se representa cómo evoluciona de forma típica la separabilidad de los *clusters* elegidos en función de la etapa del agrupamiento para un caso correspondiente al sistema peninsular español en el que se han simulado 100 escenarios. La medida de separabilidad elegida es el cociente entre la distancia inter-clases y la distancia intra-clases y por lo tanto el nivel de separabilidad será óptimo cuando se alcance un máximo en esta medida. Las expresión de la distancia inter-clases es:

$$d_{inter} = \frac{\sum_U \sum_{V \neq U} d_{UV}}{2N_c} \quad (B.8)$$

Donde  $N_c$  es el número de *clusters* existentes.  $U$  y  $V$  son clases. Por su parte la distancia intra-clase vale:

$$d_{intra} = \sum_U \frac{\sum_{i \in U, j \in U} d_{ij}}{N_U} \quad (B.9)$$

Finalmente, la expresión de la separabilidad es:

$$s = \frac{d_{inter}}{d_{intra}} \quad (B.10)$$

Se observa cómo la separabilidad crece rápidamente en las primeras fases del agrupamiento hasta alcanzar una zona en que se mantiene casi constante, creciendo lentamente. Después comienza una caída lenta de la representatividad que continúa hasta las últimas fases del agrupamiento.

Se presenta la evolución para encadenamiento medio y completo. En el caso del encadenamiento medio la separabilidad alcanza valores ligeramente mayores. Se observa que la representatividad cae respecto a su máximo de forma más abrupta en el encadenamiento medio. Por otro lado comparando las representatividades basadas en cobertura se observa cómo los *clusters* formados mediante el encadenamiento medio son de tamaño más desigual, el valor de  $r1$  crece de forma más rápida. Comparar. Se confirma que es más ventajoso utilizar el encadenamiento completo.

Se observa cómo los dos criterios de representatividad que se están utilizando, cobertura y separabilidad, son contradictorios. La separabilidad empieza a caer cuando el valor de la cobertura, que es creciente, no ha llegado a valores suficientes. Se trata de encontrar un compromiso entre ambos factores que además no obligue a calcular el agrupamiento

hasta el final. El criterio que se ha adoptado es que ambos criterios estén por debajo del máximo valor que pueden alcanzar en la misma proporción:

$$\frac{r}{r_{MAX}} \geq \frac{s}{s_{MAX}}$$

(B.11)

El valor máximo de  $r$  para la definición dada es 1. El valor máximo de  $s$ , debe irse actualizando en cada pasada del algoritmo de agrupamiento. En los ejemplos mostrados toma un valor alrededor de 0,8. Cuanto mayor sea el número de representantes  $n$  a escoger, antes se detendrá el agrupamiento. Para que el criterio funcione adecuadamente, se añade la condición de que  $r$  supere un determinado valor umbral, que puede ser del orden del 60%.

## **B.4 Otras formas de elegir los representantes**

Se plantean a continuación algunos métodos alternativos para la selección de representantes.

### **B.4.1 Direcciones principales**

La elevada dimensión de las observaciones con las que se trabaja y su carácter aleatorio, sugiere realizar un estudio de direcciones principales para comprender la estructura de su distribución. Por ejemplo, si la distribución se orienta con preferencia significativa en una dirección, esta puede ser utilizada como única para tener en cuenta en el agrupamiento. Calcular las direcciones principales de una distribución multidimensional supone calcular la matriz de covarianzas y a continuación diagonalizarla. Estos cálculos son largos y por ello se sugiere un método simplificado que aproxime sus resultados.

### **B.4.2 Según el agua**

Sin calcular las direcciones principales, sabemos que las variables *stock* de combustible y reservas en los embalses al final de una etapa para los distintos escenarios están correladas. La demanda media a satisfacer es la misma y por tanto la suma de energía producida por todos los combustibles es la misma. Es decir que en los escenarios que se ha consumido mucha agua, en término medio se ha consumido menos cantidad del resto de combustible. Consideramos por tanto que el total de reservas medias, es una variable de estado del sistema suficientemente significativa. Por tanto podemos realizar la selección de representantes basada en esta única variable.

Se eligen los representantes de forma que estén igualmente espaciados. Si se trata de elegir  $n$  representantes de entre  $m$ , en primer lugar se ordenan y, suponiendo que  $2n$  es divisor de  $m$ , se eligen aquellos con número de orden:

$$i = \frac{m}{2n}(2k - 1); k = 1 \dots n$$

(B.12)

### B.4.3 Control del índice de mestizaje

La solidez del método de elección de representantes exige que una vez que estos son elegidos y se realizan nuevas simulaciones a partir de ellos, sus descendientes aparezcan mezclados en los grupos representativos de la siguiente etapa. Si no ocurre esto, se estarán explorando zonas aisladas de la explotación del sistema sin suficiente riqueza estadística para dar por validos los resultados. Se ha denominado a esta mezcla mestizaje.

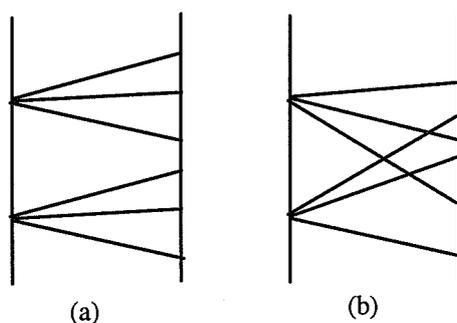


Fig. B-10 Ausencia de mestizaje (a) y mestizaje (b).

En la Fig. B-10 se representa la idea intuitiva de mestizaje. En la primera situación (a) los descendientes de cada representante se sitúan en distintas zonas del espacio de estado por lo que pertenecerán a representantes distintos en la nueva selección. La situación contraria es la (b) en la que se produce mezcla. La ausencia de mestizaje también puede deberse a una incorrecta selección de representantes. Para controlar estas situaciones anómalas se ha definido el índice de mestizaje. Este índice vale 0 cuando no se produce ningún mestizaje y vale 1 cuando el mestizaje es máximo. Si denominamos  $N_{Ux}$  al número de observaciones pertenecientes al *cluster*  $U$  y cuyo padre es  $x$ , que es el que más descendientes tiene en el *cluster*  $U$ , el índice de mestizaje se define como:

$$IM = \frac{1}{n-1} \sum_U \left( 1 - \frac{N_{Ux}}{N_U} \right)$$

(B.13)

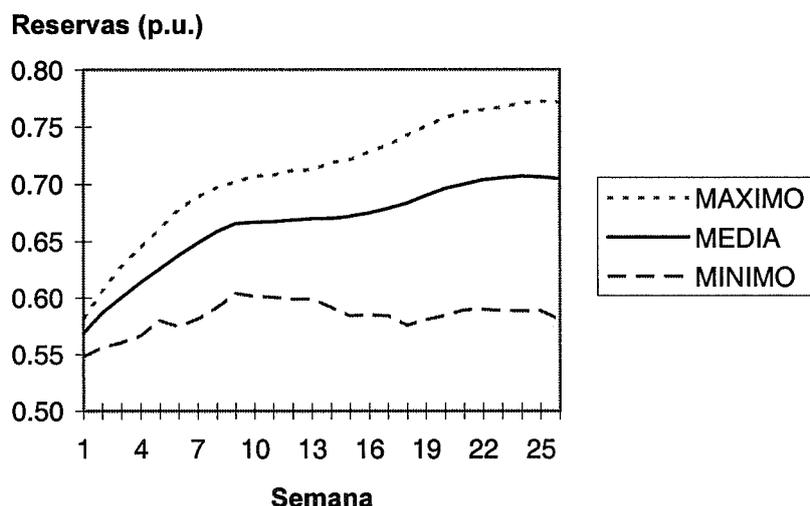


Fig. B-11 Evolución de las reservas hidráulicas totales medias comparadas con el máximo y el mínimo.

A efectos prácticos, se monitorizó este índice en las simulaciones y se consideró inválida toda selección de representantes cuyo índice de mestizaje no superara determinado umbral.

El estudio del índice de mestizaje permite saber si se está produciendo una excesiva dispersión en los datos. En la Fig. B-11 se observa la evolución media de las reservas totales frente a los valores máximos y mínimos que se alcanzan en un conjunto de simulaciones sin elección de representantes. Cualquier simulación razonable debe mantenerse dentro de estos límites.



---

## C. Implantación informática

---

En el presente apéndice se proporcionan algunos detalles sobre la implantación informática del modelo. El interés de ésta radica en primer lugar en los detalles adicionales que proporciona acerca de la estructura íntima del modelo y en segundo lugar por algunos aspectos novedosos que incluye, como el uso combinado de código en C y en GAMS.

### ***C.1 Estructura de la implantación***

El desarrollo de MADEA se comenzó sobre un ordenador personal en sus primeras etapas en las que se desarrolló una maqueta capaz de trabajar con casos pequeños. Para poder abordar problemas de gran tamaño, que demandan gran cantidad de memoria y tiempos de ejecución largos, la versión definitiva se desarrolló para plataformas UNIX.

El módulo principal de MADEA está desarrollado en C [Kernighan, 91], este módulo se apoya en resultados obtenidos de un módulo escrito en GAMS [Brooke, 92].

GAMS es un lenguaje interpretado. Esta circunstancia se utiliza para que, siendo el ejecutable en C el que controle la ejecución, pueda escribir ficheros en GAMS, normalmente de datos y pueda hacer llamadas a GAMS para que utilice estos datos. Los resultados generados con GAMS se escriben en ficheros que son leídos por el programa en C.

El módulo principal, escrito en C, se ocupa de la entrada de datos, de la recolección y salida de datos y del control del proceso GAMS. Además implementa el submodelo horario, la preparación de resultados del submodelo semanal para el horario y la elección de estados representativos al final de cada semana.

El proceso GAMS se encarga de la comprobación de los datos de entrada, su acondicionamiento para la optimización e implanta los submodelos anual y semanal.

Esta estructura presenta las siguientes ventajas:

- Se aprovechan al máximo las características del lenguaje GAMS, en especial la facilidad de desarrollo de los modelos de optimización así como de inclusión de modificaciones en los mismos.
- Al utilizarse como formato de entrada los formatos GAMS, los datos pueden ser utilizados por otros programas en GAMS directamente.
- Se utiliza el lenguaje C para el módulo de simulación para el que está mucho mejor adaptado que GAMS, que está preferentemente orientado a optimización. También así se consigue mayor velocidad de simulación.
- Los ficheros de comunicación tanto de C a GAMS como de GAMS a C permiten seguir los resultados de los submodelos para verificar el correcto funcionamiento de cada proceso por separado así como para realizar una traza en caso de error. Esto evita en parte el problema de la dificultad de depuración de los programas largos escritos en GAMS.

## C.2 Ficheros de entrada

Se detallan a continuación los datos de entrada necesarios para el modelo y en cuál o cuáles ficheros se recogen.

### C.2.1 Parámetros

Parámetros de modelado (tolerancias, penalizaciones...)	I_PARA_D.DAT
Parámetros de tamaño (numero de escenarios, intervalos...)	“
Parámetros de duración (de los periodos, de los bloques...)	“
Parámetros del modelo horario (arranques, paradas...)	I_PAR2_D.DAT
Parámetros de control de la salida (horaria, semanal, anual)	“
Parámetros de estructura ( <i>sets</i> de GAMS)	I_PARA_S.DAT

### C.2.2 Grupos térmicos

Datos de las unidades térmicas	I_TERM_D.DAT
Datos de las unidades generadoras	“
Datos horarios de los grupos térmicos	I_TER2_D.DAT
Datos de mantenimiento	I_MANT_D.DAT

### C.2.3 Subsistemas hidráulicos

Datos de los subsistemas hidráulicos	I_HIDR_D.DAT
--------------------------------------	--------------

### C.2.4 Combustibles

Datos de los combustibles	I_COMB_D.DAT
Compras de combustibles	I_COMP_D.DAT
Stocks a principio de año (incluye reservas hidráulicas)	I_ST00_D.DAT
Curvas de coste futuro (también para reservas hidráulicas)	I_CFUT_D.DAT

**C.2.5 Demanda**

Curvas horarias homogeneizadas	I_DEM1_D.DAT
Varianzas a nivel horario	“
Demanda total por intervalos	I_DEM2_D.DAT

**C.2.6 Aportaciones**

Correlaciones entre las aportaciones de los subsistemas	I_APO1_D.DAT
Temperatura media por intervalo	“
Correlaciones entre temperatura y aportaciones	“
Aportaciones totales por escenario	I_APO2_D.DAT
Coefficientes de desagregación	“
Probabilidades de los escenarios	“

**C.3 Ficheros de salida**

Los datos que se enumeran a continuación se ofrecen tanto en valor agregado de forma proporcional a las probabilidades de cada destino (AGREGADO.SAL) como para cada destino por separado ( DEST\_000.SAL, DEST\_001.SAL, etc.)

**C.3.1 Resultados anuales**

Resultados totales de explotación: producción hidráulica, térmica, bombeo, exceso, defecto, reserva rodante semanal, vertidos y costes de explotación.

Desviaciones típicas de las magnitudes anteriores.

Máximos y mínimos de las magnitudes anteriores (opcional).

**C.3.2 Consumo de combustibles**

Consumo total de cada combustible y desviación típica.

**C.3.3 Evolución del nivel de los subsistemas hidráulicos**

Semana a semana y para cada subsistema.

Opcionalmente desviaciones típicas, máximos y mínimos.

**C.3.4 Evolución de los *stocks* de combustibles**

Semana a semana y para cada combustible.

Opcionalmente desviaciones típicas, máximos y mínimos.

**C.3.5 Explotación de los grupos térmicos**

Consumo, coste, producciones total y media, tiempos de funcionamiento, número de arranques y paradas.

### **C.3.6 Explotación de los grupos hidráulicos**

Producciones total y media, bombeo, tiempo de funcionamiento y vertidos.

## **C.4 Transmisión interna de datos**

### **C.4.1 Estructura de la comunicación**

La comunicación entre el proceso maestro en C y los procesos esclavos GAMS se realiza mediante la estructura de ficheros que se describe a continuación. Esta estructura articula igualmente la entrada de datos que son comunes a ambos procesos. Atendiendo a su papel en la comunicación distinguimos los siguientes tipos de ficheros:

- Ficheros de datos iniciales. Son aquellos que contienen la información sobre estados iniciales del sistema y por lo tanto son leídos solamente una vez desde el proceso C. La información sobre estados iniciales para cada una de las optimizaciones llega a GAMS a través de los ficheros de datos dinámicos.
- Ficheros de datos estáticos. Corresponden a la información sobre las características del sistema. Estos ficheros corresponden a los datos utilizados tanto por los submodelos anual y semanal como por el submodelo horario. Algunos de los datos son compartidos por dos o por los tres modelos y otros son específicos de alguno de los tres modelos. Es importante señalar que incluso los ficheros que no son leídos por GAMS utilizan su sintaxis con el objeto de homogeneizar la entrada de datos.
- Ficheros de datos dinámicos. Contienen información sobre estado inicial para una optimización. Estos ficheros son generados automáticamente por el proceso en C, responden a la sintaxis de GAMS y son leídos por GAMS. Son también de este tipo los ficheros que se utilizan para comunicar los resultados del submodelo anual al submodelo semanal (calendario de mantenimientos). La comunicación no se lleva a cabo internamente a través de GAMS para permitir que estos datos también puedan proporcionarse desde el exterior.
- Fichero de modelo. Incluye definición de las variables y parámetros de los modelos de optimización, las restricciones y la función objetivo.
- Fichero de resultados intermedios. Contienen los resultados de una optimización que se transmiten al proceso C. Esta optimización puede corresponder a la ejecución única del submodelo anual o a alguna de las ejecuciones del submodelo semanal. La sintaxis de estos ficheros no corresponde con la sintaxis GAMS puesto que únicamente se leen desde C y en funcionamiento normal son transparentes al usuario.
- Ficheros de resultados parciales. Contienen los resultados acumulados hasta el momento en la ejecución. Permiten una comprobación de si la ejecución en curso está proporcionando resultados razonables. Además, en caso de detención irregular de la ejecución permite tener algunos resultados. Estos ficheros tienen mayor sentido cuanto más largas son las ejecuciones que se realizan.
- Ficheros de resultados finales. Contienen los resultados finales de la ejecución del modelo.

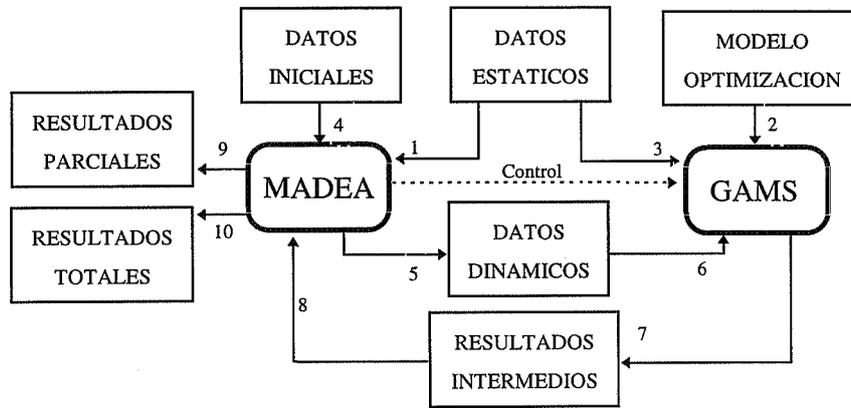


Fig. C-1 Estructura de transmisión de datos entre MADEA y GAMS.

Esta estructura de transmisión de datos queda esquematizada en la Fig. C-1. Además de la estructura se especifica el orden en que se realizan los procesos de acceso y escritura de información:

1. Lectura de los datos estáticos del sistema por el proceso principal.
2. Lectura del modelo por GAMS.
3. Lectura de los datos estáticos del sistema por GAMS.
4. Lectura de los datos iniciales por el proceso principal.
5. Escritura de los datos dinámicos (estado inicial para una optimización) por el proceso principal.
6. Lectura de los datos dinámicos por GAMS.
7. Ejecución de una optimización y escritura de resultados intermedios (resultados de optimización) por GAMS.
8. Lectura de resultados intermedios por el proceso principal.
9. A partir de los resultados intermedios se ejecuta la parte del modelo correspondiente al proceso principal. Escritura de resultados parciales. A continuación se va de nuevo a la etapa 5. La secuencia 5-9 se repite reiteradamente.
10. Por último se escriben los resultados finales.

#### C.4.2 Aprovechamiento de soluciones anteriores

Las optimizaciones que se realizan en el submodelo semanal pueden mejorarse en velocidad si se utiliza como solución una calculada para un estado cercano. Para ello se ha de guardar la última solución y recuperarla en la siguiente optimización. Una posibilidad es mantener GAMS ejecutando en paralelo con el proceso principal, sin embargo no hay un método standard para conseguir el sincronismo por lo que se recurre a las directivas de ejecución *save* y *restart* de GAMS.

La opción *save* realiza la ejecución completa del código contenido en un fichero y al terminar guarda una imagen completa del estado exacto en que terminó la ejecución (valores de las variables de decisión y variables internas del optimizador). Una ejecución con la directiva *restart* de otro fichero conteniendo código GAMS (o el mismo) retoma la ejecución exactamente en este punto, pudiendo usar cualesquiera de

los valores guardados. GAMS se comporta igual que si el código hubiera estado contenido en un solo fichero, pero congelando su ejecución entre ambos.

Con el objeto de garantizar que cada optimización parte de una solución lo más parecida a la suya, se ha recurrido a ordenar los estados iniciales a optimizar atendiendo a su nivel total de agua embalsada. En estas condiciones los tiempos de ejecución obtenidos para cada optimización individual son del orden de un 10 % del tiempo sin utilizar solución inicial.

### **C.5 Control de errores y problemas de ejecución**

Las características particulares de la implantación informática del modelo requieren un adecuado control de errores para garantizar no sólo que cada proceso funciona bien individualmente sino también que la transmisión de datos y la relación entre los distintos procesos se realiza adecuadamente. Los errores y también los síntomas de mal funcionamiento se pueden producir a distintos niveles y deben tratarse adecuadamente a su origen. A continuación se describen los distintos tipos de errores y el tratamiento que se les ha dado.

Se distinguen tres tipos de errores o problemas de ejecución:

- Problemas que se manifiestan en el proceso principal.
- Problemas que se manifiestan en el proceso auxiliar GAMS.
- Problemas que se manifiestan en los resultados intermedios.

Los problemas que se manifiestan en el proceso principal pueden tener distintos orígenes. Se ha hecho un tratamiento convencional en el que aquellas condiciones que permiten continuar la ejecución se han señalado mediante avisos y aquellas que o bien no permiten continuar la ejecución o bien invalidan los resultados que se obtuvieran, se han señalado como errores y se ha detenido la ejecución.

En cuanto a los problemas que se manifiestan en el proceso GAMS, se distinguen los aparecidos en el preprocesado de los que se manifiestan en la optimización. Los aparecidos en el preprocesado se señalan mediante la creación de un fichero en el que se enumeran todos las inconsistencias o indicios de inconsistencias localizados en los datos. Por su parte los que se presentan en la optimización (infactibilidades o no convergencias principalmente) se señalan a través de los ficheros de resultados intermedios. Cualquiera de estas dos situaciones se detecta posteriormente en el proceso principal, que detiene la ejecución señalando el motivo. En la localización de errores de optimización se utilizan como es normal en el trabajo con esta herramienta, los ficheros *lst* de GAMS, además de los ficheros de datos dinámicos y resultados intermedios.

Por último, se pueden dar circunstancias anómalas en la optimización, debidas a que el modelo no esté dando resultados ajustados a la realidad o a que se esté consumiendo tiempo excesivo en la ejecución. Este tipo de problemas se comprueban a posteriori en un fichero en que se recoge un resumen de los valores obtenidos en cada una de las optimizaciones, así como los tiempos invertidos en estas.

### **C.6 El módulo PEF**

A partir del modelo MADEA se efectuó el desarrollo del módulo PEF. Este módulo permite mediante ejecuciones repetidas de MADEA valorar la potencia efectiva a

efectos de fiabilidad de grupos hidráulicos. Debido a las particularidades de la implantación informática de MADEA, PEF presenta también algunas características interesantes.

PEF ejecuta en primer lugar un caso base de MADEA, recoge los resultados de energía no suministrada y los escribe en un fichero de salida. A continuación sustituye la central hidráulica en estudio por una térmica y ejecuta de nuevo MADEA. Este proceso se repite para distintos tamaños de la central térmica. PEF modifica los ficheros de entrada de MADEA, por lo tanto en caso de que la ejecución se interrumpiera, se perderían los originales. Estos ficheros se reconstruirían fácilmente porque sólo habría dos datos que cambiar, el problema está en que podrían ser utilizados como correctos inadvertidamente. Para evitar esta circunstancia, durante la ejecución se guarda una copia de los ficheros originales que al final se restituyen. Si se detiene el programa, los ficheros originales no se borran y en la siguiente ejecución se avisa de esta circunstancia al usuario para que pueda restituirlos manualmente. Adicionalmente se recomienda guardar una copia de seguridad para caso de error.

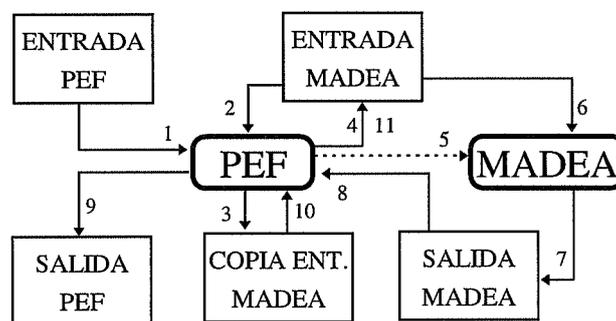


Fig. C-2 Estructura de entrada y salida para el módulo PEF.

El proceso que se sigue en la ejecución consta de los siguientes pasos:

1. Lectura de los ficheros de entrada de PEF. Básicamente indican cuál es el grupo a estudiar.
2. Lectura de los ficheros de entrada de MADEA.
3. Creación de una copia de los ficheros de entrada de MADEA.
4. Modificación de los ficheros de entrada de MADEA (la primera vez, para el caso base no se hace ninguna modificación).
5. Llamada a MADEA.
6. Lectura de los ficheros de entrada de MADEA.
7. Ejecución de MADEA. Escritura de los ficheros de salida de MADEA.
8. Lectura de los resultados de MADEA.
9. Escritura en el fichero de salida de PEF. Se repiten las etapas 4 a 9 tantas veces como valores distintos se quieran probar.
10. Lectura de la copia de la entrada de MADEA. Borrado de la misma.
11. Restitución de los valores originales de la entrada de MADEA.



---

## D. Casos de estudio

---

Se presentan en este apéndice los dos casos de estudio utilizados en la tesis. El primero es un caso de pequeño tamaño empleado para calibrar algunos de sus parámetros de diseño. El segundo, de tamaño real se usó para el ajuste y estudio del modelo aplicado a un sistema real.

### D.1 Caso reducido

Se presenta un caso reducido utilizado en primer lugar para una valoración inicial del modelo horario. En el apéndice B se detalla cómo se utilizó este mismo caso para un ajuste preliminar del algoritmo de selección de representantes.

Número del grupo	Potencia nominal (MW)	Mínimo técnico (MW)	Rampa subida (MW/h)	Rampa bajada (MW/h)	Tipo de combust	Punto 1 función consum. (MW;Te)	Punto 2 función consum. (MW;Te)
0	1000	950	50	50	1	0;0	1000;740e3
1	600	550	50	50	1	0;0	800;600e3
2	450	420	30	30	1	0;0	620;494e3
3	800	400	200	400	2	0;200e3	400;1080e3
4	800	400	200	400	3	0;47e3	400;663e3
5	800	400	200	400	3	0;47e3	400;682e3
6	500	250	80	250	3	0;28e3	300;519e3
7	400	50	200	400	4	0;33e3	400;473e3
8	150	25	75	150	4	0;13e3	150;273e3
9	100	25	50	100	4	0;7e3	100;187e3

Tabla D-1 Características de los grupos térmicos

El caso se ha construido con una demanda de aproximadamente una cuarta parte de la del sistema eléctrico peninsular español. Esta demanda es suministrada por diez grupos térmicos y cuatro subsistemas hidráulicos. En primer lugar se describe el sistema en

detalle y a continuación se presentan los resultados más significativos obtenidos a partir del mismo.

### D.1.1 Grupos térmicos

Las características de los grupos térmicos se detallan en la Tabla D-1 y en la Tabla D-2. Los tres primeros grupos tienen características correspondientes a grupos nucleares, grupos de gran tamaño y de bajo coste. Se les han asignado costes de arranque elevados para que funcionen en base. El siguiente grupo representa un grupo de carbón de importación, los tres siguientes grupos de carbón nacional y se incluye por último tres grupos de fuel.

Las características de todos los combustibles se enumeran en la Tabla D-3. El combustible más barato es el nuclear, seguido por el carbón de importación, a continuación sigue el carbón nacional, que sin embargo está sujeto a cuotas y puede por tanto ser despachado antes, y por último los grupos más caros del sistema se han hecho corresponder al combustible fuel. Con esta estructura de generación térmica se ha pretendido construir una maqueta a escala de la generación en el sistema eléctrico español.

Número del grupo	Consum. de arranque (Te)	Posible parada nocturna	Coef. indisp q	Tiempo hasta el fallo (h) MTTF	Varianza tiempo hasta reparac. (h.h)
0	2e8	NO	0.02	4900	10
1	1.6e8	NO	0.02	4900	10
2	1.3e8	NO	0.02	4900	10
3	1.6e7	NO	0.3	160	10
4	3.7e6	NO	0.3	160	10
5	3.7e6	NO	0.05	1900	10
6	2.8e6	NO	0.05	1900	10
7	2.7e5	SI	0.04	2400	10
8	1e5	SI	0.04	2400	10
9	6.7e4	SI	0.04	2400	10

Tabla D-2 Características de los grupos térmicos II

Nombre	Número	Sujeto a cuotas mínimas	Precio (Pts/Te)
NUCLEAR	1	NO	1.00
CARBON IMPORTACION	2	NO	1.02
CARBON NACIONAL	3	SI	2.14
FUEL	4	NO	3.00

Tabla D-3 Características de los combustibles

### D.1.2 Subsistemas hidráulicos

Dado el énfasis del modelo en la generación térmica, la generación hidráulica se ha representado sólo mediante cuatro grupos, que se detallan en la Tabla D-4. Se ha representado una red hidráulica básica de forma que el subsistema uno vierte al

subsistema tres. Dada la importancia de la representación de los vertidos en nuestro modelo se han tomado como valores iniciales para las reservas de los subsistemas dos situaciones distintas, una en que los subsistemas están en valor medio y otra en la que uno de ellos está a punto de tener vertidos. En ambos casos la cantidad total de agua embalsada en el sistema es la misma para poder realizar comparaciones entre ambas explotaciones. Todos los subsistemas menos uno permiten el bombeo aunque el rendimiento obtenido en cada uno de ellos es diferente.

Núm. subsist.	Potenc. máx. (MW)	Potenc. fluyen. (MW)	Reserva máx. (GWh)	Reserva mín. (GWh)	Bomb.	Rend. bomb.	Potenc. máx. de bombeo (MW)	Subs. inf.	Reserva inicial caso vertidos (GWh)	Reserva inicial caso sin vertidos (GWh)
0	800	100	1200	200	SI	0.65	300	-	200	350
1	500	50	1100	300	SI	0.69	350	3	1098	948
2	500	25	1000	300	NO	-	-	-	400	400
3	200	25	800	200	SI	0.70	150	-	302	302

Tabla D-4 Características de los subsistemas hidráulicos

### D.1.3 Demanda

Sábado											
3900	3700	3300	3050	2900	2850	2800	2800	2900	3200	3600	3950
4050	3950	3800	3600	3550	3550	3500	3800	4100	4250	4200	4000
Domingo											
3700	3350	2900	2650	2550	2450	2400	2400	2450	2500	2650	3000
3200	3250	3200	3200	3200	3150	3100	3200	3700	3900	3950	3850
Lunes											
3550	2900	2550	2450	2400	2400	2500	3000	3500	4300	4550	4800
4800	4700	4550	4400	4500	4550	4550	4600	4950	4900	4700	4500
Martes											
4000	3700	3600	3450	2950	2900	2950	3200	3700	4450	4650	4750
4750	4700	4550	4350	4400	4500	4500	4550	4900	4850	4700	4450
Miércoles											
4100	3700	3600	3450	2950	2900	2950	3200	3700	4450	4650	4750
4750	4700	4550	4350	4400	4500	4500	4550	4900	4850	4700	4450
Jueves											
4100	3700	3600	3450	2950	2900	2950	3200	3700	4450	4650	4750
4750	4700	4550	4350	4400	4500	4500	4550	4900	4850	4700	4450
Viernes											
4100	3700	3600	3450	2950	2900	2950	3200	3700	4450	4650	4750
4750	4700	4550	4350	4400	4500	4500	4550	4900	4850	4700	4450

Tabla D-5 Demanda horaria

La demanda horaria es la presentada en la Tabla D-5. Se ha tomado una varianza del rizado de esta demanda  $\sigma_a=10000$  MW.MW. El factor dependiente de la temperatura se rige por la expresión:

$$k(T) = 1 + \frac{|T - 22|}{100}$$

(D.1)

### D.1.4 Aportaciones

Se ha considerado una temperatura media  $T_{mp} = 22^{\circ}\text{C}$  y unas aportaciones medias medidas en MWh/semana:  $\mu = [105000 \ 70000 \ 70000 \ 35000]$ .

Las matrices de covarianzas que representan la correlación entre la temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ ) y las aportaciones (MWh) y las aportaciones de los distintos subsistemas entre sí son:

$$\Sigma_T = \begin{bmatrix} 16 & 50000 \\ 50000 & 178e6 \end{bmatrix} \quad \Sigma = 1e6 * \begin{bmatrix} 32 & 8 & 8 & 16 \\ 8 & 10 & 14 & 12 \\ 8 & 14 & 70 & 56 \\ 16 & 12 & 56 & 66 \end{bmatrix}$$

## D.2 Explotación horaria en el caso reducido

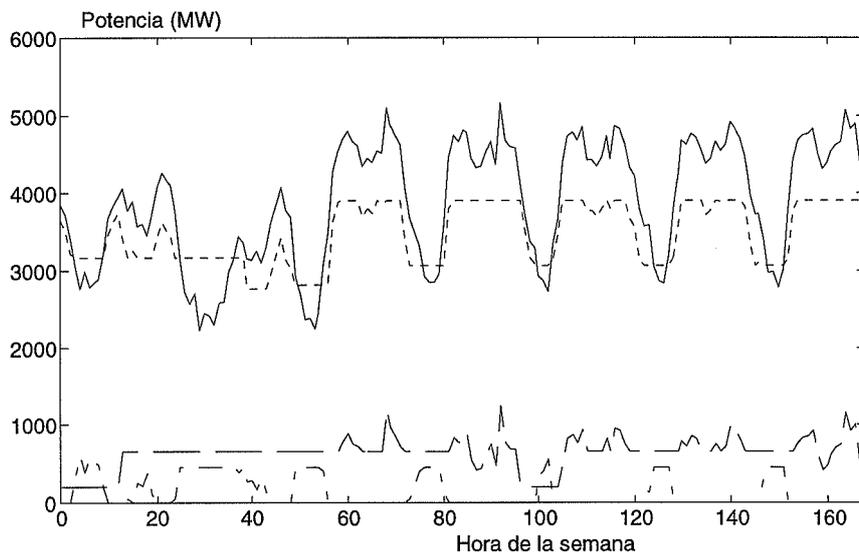


Fig. D-1 Explotación horaria de una semana. La línea continua representa la demanda total, la discontinua a puntos la producción térmica, la de rayas la producción hidráulica y la de punto y raya el bombeo.

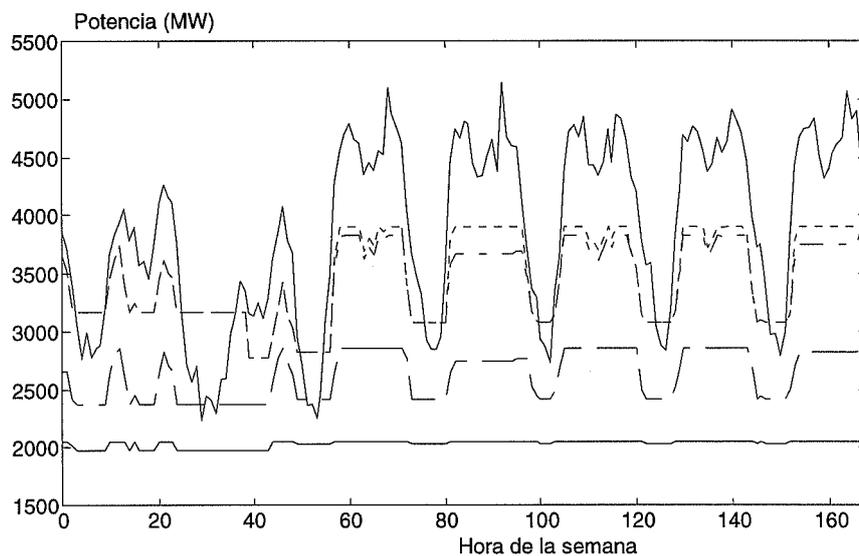


Fig. D-2 Explotación horaria de una semana distinguiendo las distintas tecnologías térmicas: nuclear, carbón de importación, carbón nacional y fuel. También se representa la demanda total.

La explotación obtenida para este caso reducido es perfectamente verosímil. En la Fig. D-1 se observa el efecto de laminación de la demanda logrado mediante la producción hidráulica. Esta aumenta en los picos de la demanda mientras que el bombeo lo hace en los valles de la misma. Con esto se trata de mantener el coste marginal del sistema lo más constante posible para garantizar un coste total óptimo. Mientras que la demanda tiene una variación entre su máximo y su mínimo de casi 3000 MW que supone del orden de un 50% de la demanda máxima, la producción térmica tiene una variación máximo-mínimo de unos 1000 MW.

Si se observa la producción térmica dividida por tecnologías se comprueba como las centrales nucleares funcionan como centrales de base manteniendo prácticamente la misma producción a lo largo del día

El resto de centrales se encarga de la cobertura de las subidas de la demanda, pasando progresivamente de su mínimo técnico a su producción máxima cuando se producen éstas. En esta explotación no se presentan arranques, paradas ni fallos.

### D.3 Caso de referencia

#### D.3.1 Grupos térmicos

Se incluyen dos tablas (Tabla D-6 y Tabla D-7) con los datos correspondientes a la optimización semanal y a la simulación cronológica respectivamente.

	PMAX	PMIN	Q	CCC
	MW	MW	P.u.	P.u.
JOSECABRER	160	128	0.08	0
STMAGARONA	460	368	0.06	0
ALMARAZ1	930	744	0.06	0
ALMARAZ2	930	744	0.06	0
ASCOI	930	744	0.06	0
ASCOII	930	744	0.06	0
COFRENTES	990	780	0.06	0
VANDELLOII	1004	803	0.06	0
TRILLO	1066	826	0.06	0
IMPORTACI1	300	240	0.06	0
IMPORTACI2	200	160	0.06	0
COMPLEMENT	100	80	0.06	0
IMPORTACI3	100	80	0.06	0
IMPORTACI4	400	320	0.06	0
PASAJES	214	103	0.04	0
LITORAL	214	103	0.03	0
LITORAL2	550	180	0.35	0
BARRIOS	550	176	0.03	0
PUERTOLLAN	220	100	0.07	0
COMPOSTIL1	141	70	0.07	0
COMPOSTIL2	141	70	0.06	0
COMPOSTIL3	330	200	0.05	0
COMPOSTIL4	350	175	0.05	0
COMPOSTIL5	350	205	0.04	0
ABONO1	360	180	0.04	0
ABONO2	543	260	0.04	0
LADA3	155	75	0.07	0
LADA4	350	200	0.05	0
ANLLARES	350	180	0.04	0
NARCEA1	65	38	0.07	0
NARCEA2	154	85	0.06	0
NARCEA3	350	220	0.04	0
SOTODERIB1	68	43	0.07	0
SOTODERIB2	254	160	0.06	0
SOTODERIB3	350	175	0.04	0
ROBLA1	270	142	0.07	0
ROBLA2	350	220	0.05	0
GUARDO1	148	80	0.06	0
GUARDO2	350	175	0.04	0
PUENTENUE3	313	185	0.04	0
ESCATRON5	80	36	0.3	0
ESCUCHA	160	99	0.07	0
SERCHS	160	87	0.07	0
TERUEL1	350	210	0.04	0
TERUEL2	350	210	0.04	0

TERUEL3	350	210	0.04	0
PUENTES1	350	230	0.05	0
PUENTES2	350	230	0.05	0
PUENTES3	350	230	0.05	0
PUENTES4	350	230	0.05	0
MEIRAMA	550	290	0.05	0
BESOS1G	150	60	0.1	0
BESOS2G	300	90	0.1	0
SNADRIAN1G	350	100	0.1	0
SNADRIAN3G	350	100	0.1	0
ALGECIRA1G	220	66	0.1	0
ALGECIRA2G	533	160	0.1	0
FOIXG	533	100	0.1	0
ELCOGAS	281	93	0.35	0
COLON2G	148	43	0.1	0
SANTURCE1	377	140	0.1	0
SANTURCE2	542	140	0.1	0
ACECA1	314	68	0.1	0
ACECA2	314	68	0.1	0
ALGECIRAS1	220	66	0.1	0
ALGECIRAS2	533	160	0.1	0
CASTELLON1	542	140	0.1	0
CASTELLON2	542	140	0.1	0
SNADRIAN1F	350	100	0.1	0
SNADRIAN2F	350	100	0.1	0
SNADRIAN3F	350	100	0.1	0
SABON1	120	40	0.1	0
SABON2	350	100	0.1	0
ESCOBRER1	70	20	0.1	0
ESCOBRER2	70	20	0.1	0
ESCOBRER3	140	40	0.1	0
ESCOBRER4	289	100	0.1	0
ESCOBRER5	289	100	0.1	0
COLON1	70	20	0.1	0
COLON2	148	40	0.1	0
COLON3	160	48	0.1	0
BADALONIII1	172	55	0.1	0
BADALONIII2	172	55	0.1	0
FOIXF	520	100	0.1	0
BESOS1F	150	45	0.1	0
BESOS2F	300	60	0.1	0

Tabla D-6 Datos de los grupos térmicos para la optimización semanal.

	rampasu MW/h	rampaba MW/h	nocturna 1/0	MTTF h	MTTR h	MTTRas h	VTTRas h	consprop p.u.
JOSECABRER	32	32	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
STMAGARONA	92	92	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
ALMARAZ1	186	186	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
ALMARAZ2	186	186	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
ASCOI	186	186	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
ASCOII	186	186	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
COFRENTES	210	210	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
VANDELLOII	201	201	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
TRILLO	240	240	0	4700	300	5.70	0.11	0.955
IMPORTACI1	60	60	0	4700	300	5.70	0.11	1.0
IMPORTACI2	40	40	0	4700	300	5.70	0.11	1.0
COMPLEMENT	20	20	0	4700	300	5.70	0.11	1.0
IMPORTACI3	20	20	0	4700	300	5.70	0.11	1.0
IMPORTACI4	80	80	0	4700	300	5.70	0.11	1.0
PASAJES	60	111	0	4800	200	5.30	0.22	0.959
LITORAL	60	111	0	4850	150	5.01	0.37	0.963
LITORAL2	200	370	0	3250	1750	7.47	0.00	0.95
BARRIOS	200	374	0	4850	150	5.01	0.37	0.966
PUERTOLLAN	60	120	0	4650	350	5.86	0.08	0.906
COMPOSTIL1	30	71	0	4650	350	5.86	0.08	0.924
COMPOSTIL2	30	71	0	4700	300	5.70	0.11	0.922
COMPOSTIL3	65	130	0	4750	250	5.52	0.15	0.951
COMPOSTIL4	90	175	0	4750	250	5.52	0.15	0.943
COMPOSTIL5	80	145	0	4800	200	5.30	0.22	0.949
ABONO1	90	180	0	4800	200	5.30	0.22	0.905
ABONO2	150	283	0	4800	200	5.30	0.22	0.951
LADA3	40	80	0	4650	350	5.86	0.08	0.932
LADA4	75	150	0	4750	250	5.52	0.15	0.938
ANLLARES	85	170	0	4800	200	5.30	0.22	0.941
NARCEA1	27	27	0	4650	350	5.86	0.08	0.933
NARCEA2	69	69	0	4700	300	5.70	0.11	0.923
NARCEA3	65	130	0	4800	200	5.30	0.22	0.943
SOTODERIB1	25	25	0	4650	350	5.86	0.08	0.93
SOTODERIB2	50	94	0	4700	300	5.70	0.11	0.934
SOTODERIB3	90	175	0	4800	200	5.30	0.22	0.959
ROBLA1	70	128	0	4650	350	5.86	0.08	0.939
ROBLA2	65	130	0	4750	250	5.52	0.15	0.949
GUARDO1	68	68	0	4700	300	5.70	0.11	0.896

GUARDO2	90	175	0	4800	200	5.30	0.22	0.935
PUENTENUE3	70	128	0	4800	200	5.30	0.22	0.856
ESCATRON5	44	44	0	3500	1500	7.31	0.00	0.881
ESCUCHA	61	61	0	4650	350	5.86	0.08	0.99
SERCHS	73	73	0	4650	350	5.86	0.08	0.903
TERUEL1	70	140	0	4800	200	5.30	0.22	0.95
TERUEL2	70	140	0	4800	200	5.30	0.22	0.949
TERUEL3	70	140	0	4800	200	5.30	0.22	0.95
PUENTES1	60	120	0	4750	250	5.52	0.15	0.929
PUENTES2	60	120	0	4750	250	5.52	0.15	0.936
PUENTES3	60	120	0	4750	250	5.52	0.15	0.936
PUENTES4	60	120	0	4750	250	5.52	0.15	0.934
MEIRAMA	100	260	0	4750	250	5.52	0.15	0.942
BESOS1G	90	90	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
BESOS2G	210	210	1	4500	500	6.21	0.04	0.977
SNADRIAN1G	250	250	1	4500	500	6.21	0.04	0.92
SNADRIAN3G	250	250	1	4500	500	6.21	0.04	0.92
ALGECIRA1G	154	154	1	4500	500	6.21	0.04	0.941
ALGECIRA2G	373	373	1	4500	500	6.21	0.04	0.911
FOIXG	433	433	1	4500	500	6.21	0.04	0.974
ELCOGAS	188	188	1	3250	1750	7.47	0.00	0.97
COLON2G	105	105	1	4500	500	6.21	0.04	0.93
SANTURCE1	237	237	1	4500	500	6.21	0.04	0.972
SANTURCE2	402	402	1	4500	500	6.21	0.04	0.964
ACECA1	246	246	1	4500	500	6.21	0.04	0.975
ACECA2	246	246	1	4500	500	6.21	0.04	0.975
ALGECIRAS1	154	154	1	4500	500	6.21	0.04	0.941
ALGECIRAS2	373	373	1	4500	500	6.21	0.04	0.971
CASTELLON1	402	402	1	4500	500	6.21	0.04	0.971
CASTELLON2	402	402	1	4500	500	6.21	0.04	0.971
SNADRIAN1F	250	250	1	4500	500	6.21	0.04	0.92
SNADRIAN2F	250	250	1	4500	500	6.21	0.04	0.92
SNADRIAN3F	250	250	1	4500	500	6.21	0.04	0.92
SABON1	80	80	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
SABON2	250	250	1	4500	500	6.21	0.04	0.962
ESCOBRER1	50	50	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
ESCOBRER2	50	50	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
ESCOBRER3	100	100	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
ESCOBRER4	189	189	1	4500	500	6.21	0.04	0.976
ESCOBRER5	189	189	1	4500	500	6.21	0.04	0.976
COLON1	50	50	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
COLON2	108	108	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
COLON3	112	112	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
BADALONII1	117	117	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
BADALONII2	117	117	1	4500	500	6.21	0.04	0.96
FOIXF	420	420	1	4500	500	6.21	0.04	0.955
BESOS1F	105	105	1	4500	500	6.21	0.04	0.93
BESOS2F	240	240	1	4500	500	6.21	0.04	0.95

Tabla D-7 Datos de los grupos térmicos para la simulación cronológica.

### D.3.2 Unidades generadoras

En la Tabla D-8 se presentan los datos de las unidades generadoras.

	PMAX	PMIN	p1	c1	p2	c2	CARR	Q
	MW	MW	Mwh	Te	Mwh	Te	Te	p.u.
JOSECABRER	160	128	0	0	1	1000	2e8	0.08
STMAGARONA	460	368	0	0	1	1000	2e8	0.06
ALMARAZ1	930	744	0	0	1	1000	2e8	0.06
ALMARAZ2	930	744	0	0	1	1000	2e8	0.06
ASCOI	930	744	0	0	1	1000	2e8	0.06
ASCOII	930	744	0	0	1	1000	2e8	0.06
COFRENTES	990	780	0	0	1	1000	2e8	0.06
VANDELLOII	1004	803	0	0	1	1000	2e8	0.06
TRILLO	1066	826	0	0	1	1000	2e8	0.06
IMPORTACI1	300	240	0	0	1	1000	2e8	0.06
IMPORTACI2	200	160	0	0	1	1000	2e8	0.06
COMPLEMENT	100	80	0	0	1	1000	2e8	0.06
IMPORTACI3	100	80	0	0	1	1000	2e8	0.06
IMPORTACI4	400	320	0	0	1	1000	2e8	0.06
PASAJES	214	103	0	15378	1	17851	1.07e6	0.04
LITORAL	214	103	0	61462	1	63639	1.07e6	0.03
LITORAL2	550	180	0	82500	1	84650	2.75e6	0.35
BARRIOS	550	176	0	105640	1	107749	2.75e6	0.03
PUERTOLLAN	220	100	0	76953	1	79149	1.10e6	0.07
COMPOSTIL1	141	70	0	61523	1	63716	7e5	0.07
COMPOSTIL2	141	70	0	47702	1	49988	7e5	0.06
COMPOSTIL3	330	200	0	73274	1	75455	1.65e6	0.05
COMPOSTIL4	350	175	0	55780	1	57996	1.75e6	0.05
COMPOSTIL5	350	205	0	46285	1	48530	1.75e6	0.04
ABONO1CCA	360	216	0	54761	1	57122	1.70e6	0.04
ABONO1CI1	360	108	0	0	1	2361	0	0.04
ABONO1GN 1	36	36	0	0	1	2361	0	0.04

Modelo de Simulación de la Explotación Óptima Anual de un Sistema Eléctrico

ABONO2CCA	543	163	0	68074	1	70285	2.70e6	0.04
ABONO2CI1	543	326	0	0	1	2211	0	0.04
ABONO2GN1	54	54	0	0	1	2211	0	0.04
LADA3	155	75	0	59360	1	61539	8e5	0.07
LADA4	350	200	0	78163	1	80479	1.75e6	0.05
ANLLARES	350	180	0	45989	1	48278	1.75e6	0.04
NARCEA1CCA	65	31	0	27629	1	30030	3.20e5	0.07
NARCEA1FO	7	7	0	0	1	2401	0	0.07
NARCEA2CCA	154	70	0	26479	1	28802	7.50e5	0.06
NARCEA2FO	15	15	0	0	1	2323	0	0.06
NARCEA3	350	220	0	35720	1	38054	1.75e6	0.04
SOTODERIB1	68	43	0	8717	1	11708	3.40e5	0.07
SOTODR2CCA	254	128	0	14807	1	17232	1.26e6	0.06
SOTODR2CI3	254	32	0	0	1	2425	0	0.06
SOTODR3CCA	350	140	0	63725	1	65798	1.75e6	0.04
SOTODR3CI3	350	35	0	0	1	2073	0	0.04
ROBLA1OHN2	70	88	0	40921	1	43158	1.35e6	0.07
ROBLA1CI2	270	54	0	0	1	2237	0	0.07
ROBLA2OHN	350	150	0	45165	1	47533	1.75e6	0.05
ROBLA2CI2	350	70	0	0	1	2388	0	0.05
GUARDO1PAL	148	64	0	16196	1	18855	7.40e5	0.06
GUARDO1CI3	148	16	0	0	1	2659	0	0.06
GUARDO2PAL	350	140	0	37949	1	40268	1.75e6	0.04
GUARDO2CI3	350	35	0	0	1	2319	0	0.04
PUENTENUE3	313	185	0	29010	1	31412	1.56e6	0.04
ESCATRON5	80	36	0	9200	1	12096	4e5	0.3
ESCUCHALNT	160	66	0	33901	1	36459	8e5	0.07
ESCUCHACT4	160	33	0	0	1	2558	0	0.07
SERCHSLNS	160	34	0	32056	1	34338	8e5	0.07
SERCHSCI3	160	53	0	0	1	2282	8e5	0.07
TERUEL1LNT	350	139	0	2961	1	5562	1.75e6	0.04
TERUEL1CI2	350	71	0	0	1	2601	0	0.04
TERUEL2LNT	350	139	0	2961	1	5562	1.75e6	0.04
TERUEL2CI2	350	71	0	0	1	2601	0	0.04
TERUEL3LNT	350	139	0	2961	1	5562	1.75e6	0.04
TERUEL3CI2	350	71	0	0	1	2601	0	0.04
PUENTE1LPP	350	115	0	18010	1	20907	1.75e6	0.05
PUENTE1WYM	350	115	0	0	1	2897	0	0.05
PUENTE2LPP	350	115	0	18010	1	20907	1.75e6	0.05
PUENTE2WYM	350	115	0	0	1	2897	0	0.05
PUENTE3LPP	350	115	0	18010	1	20907	1.75e6	0.05
PUENTE3WYM	350	115	0	0	1	2897	0	0.05
PUENTE4LPP	350	115	0	18010	1	20907	1.75e6	0.05
PUENTE4WYM	350	115	0	0	1	2897	0	0.05
MEIRAMALPM	550	145	0	117898	1	120638	2.75e6	0.05
MEIRAMAWYM	550	145	0	0	1	2740	0	0.05
BESOS1G	150	60	0	27000	1	29560	7.50e5	0.1
BESOS2G	300	90	0	81372	1	83590	1.50e6	0.1
SNADRIAN1G	350	100	0	48899	1	51284	1.75e6	0.1
SNADRIAN3G	350	100	0	9433	1	11726	1.75e6	0.1
ALGECIRA1G	220	66	0	37186	1	39461	1.10e6	0.1
ALGECIRA2G	533	160	0	9800	1	12184	2.60e6	0.1
FOIXG	533	100	0	30000	1	32480	2.60e6	0.1
ELCOGAS	281	93	0	47463	1	48980	1.40e6	0.35
COLON2G	148	43	0	11194	1	13975	7.40e5	0.1
SANTURCE1	377	140	0	21576	1	23846	1.90e6	0.1
SANTURCE2	542	140	0	60440	1	62727	2.70e6	0.1
ACECA1	314	68	0	21576	1	23846	1.57e6	0.1
ACECA2	314	68	0	49315	1	51470	1.57e6	0.1
ALGECIRAS1	220	66	0	37186	1	39461	1.10e6	0.1
ALGECIRAS2	533	160	0	9800	1	12184	2.65e6	0.1
CASTELLON1	542	140	0	60440	1	62727	2.60e6	0.1
CASTELLON2	542	140	0	99212	1	101337	2.60e6	0.1
SNADRIAN1F	350	100	0	75754	1	77987	1.75e6	0.1
SNADRIAN2F	350	100	0	75754	1	77987	1.75e6	0.1
SNADRIAN3F	350	100	0	75754	1	77987	1.75e6	0.1
SABON1	120	40	0	88020	1	90248	6e5	0.1
SABON2	350	100	0	9800	1	12184	1.75e6	0.1
ESCOBRER1	70	20	0	7259	1	9825	3.50e5	0.1
ESCOBRER2	70	20	0	14782	1	17527	3.50e5	0.1
ESCOBRER3	140	40	0	14782	1	17527	7e5	0.1
ESCOBRER4	289	100	0	5415	1	7998	1.45e6	0.1
ESCOBRER5	289	100	0	25106	1	27311	1.45e6	0.1
COLON1	70	20	0	53205	1	55439	3.50e5	0.1
COLON2	148	40	0	40000	1	42200	7.40e5	0.1
COLON3	160	48	0	2930	1	5130	8e5	0.1
BADALONII1	172	55	0	33345	1	35482	8.50e5	0.1
BADALONII2	172	55	0	4857	1	7428	8.50e5	0.1
FOIXF	520	100	0	12896	1	15758	2.60e6	0.1
BESOS1F	150	45	0	4857	1	7428	7.50e5	0.1
BESOS2F	300	60	0	7201	1	9638	1.50e6	0.1

Tabla D-8 Datos de las unidades generadoras.

### D.3.3 Combustibles

Los combustibles definidos se han distinguido por tipo y su origen. En la Tabla D-9 se enumeran los combustibles utilizados y su código de identificación. La denominación “carbones” se ha reservado para las hullas y antracitas.

Nuclear	NUCLEAR
Nuclear grupos importación	NUCLEAREX
Carbones de importación	CARBONIM1
	CARBONIM2
	CARBONIM3
	CARBONIM4
	CARBONWYM
Carbones cuenca asturiana	CARBCCAABO (Aboño)
	CARBCCALAD (Lada)
	CARBCCANAR (Narcea)
	CARBCCASOT (Soto)
Carbones cuenca	CARBBVCOMP (Compostilla)
	CARBBVANLL (Anllares)
Carbones cuenca Sabero/Guardo	CARBPALGUA
Carbones cuenca Norte León	CARBOHMROB
Lignitos negros	LIGNEGTERU (Teruel)
	LIGNEGESCU (Escucha)
	LIGNEGESCA (Escatrón)
	LIGNNEGSER (Serchs)
Lignitos pardos	LIGPARPUEN (Puentes)
	LIGPARMEIR (Meirama)
Fuel / Gas / Gasoil	FUELOIL
	GASOIL
	GASNATURA1
	GASNATURA2

Tabla D-9 Combustibles.

	M	SMAX	SMIN	CMAX	CMIN	CEMAX	CEMIN	SLMAX	PESA	PESB
	Pts/Te	Te	Te	Te	Te	Te	Te	Te	Pts	Pts/Te
NUCLEAR	0.277	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
NUCLEAREX	0.277	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
CARBONIM1	1.02	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
CARBONIM2	1.02	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
CARBONIM3	1.02	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
CARBONIM4	1.02	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
CARBONWYM	1.02	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
CARBCCAABO	0.00	3672e6	0	1e20	0	1e20	0	3672e6	0	225
CARBCCALAD	0.00	1639e6	0	1e20	0	1e20	0	1639e6	0	5
CARBCCANAR	0.00	4618e6	0	1e20	0	1e20	0	4618e6	0	180
CARBCCASOT	0.00	2939e6	0	1e20	0	1e20	0	2939e6	0	150
CARBBVCOMP	0.00	12025e6	0	1e20	0	1e20	0	12025e6	0	200
CARBBVANLL	0.00	4392e6	0	1e20	0	1e20	0	4392e6	0	40
CARBPALGUA	0.00	4041e6	0	1e20	0	1e20	0	4041e6	0	75
CARBOHMROB	0.00	5270e6	0	1e20	0	1e20	0	5270e6	0	36
CARBSURPLL	0.00	1295e6	0	1e20	0	1e20	0	1295e6	0	5
CARBSURPNU	0.00	1919e6	0	1e20	0	1e20	0	1919e6	0	115
LIGNEGTERU	0.00	16574e6	0	1e20	0	1e20	0	16574e6	0	115
LIGNEGESCU	0.00	3789e6	0	1e20	0	1e20	0	3789e6	0	5
LIGNEGESCA	0.00	990e6	0	1e20	0	1e20	0	990e6	0	5
LIGNNEGSER	0.00	1416e6	0	1e20	0	1e20	0	1416e6	0	5
LIGPARPUEN	0.00	100e6	0	1e20	0	1e20	0	100e6	0	5
LIGPARMEIR	0.00	100e6	0	1e20	0	1e20	0	100e6	0	5
FUELOIL	3.00	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
GASOIL	3.00	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
GASNATURA1	2.00	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5
GASNATURA2	2.00	10e10	0	1e20	0	1e20	0	10e10	0	5

Tabla D-10 Datos de los combustibles.

En la Tabla D-10 se presentan los datos de los combustibles.

### D.3.4 Curvas de coste futuro para combustibles

Se presentan en las Tabla D-11 a, b, c y d. El subíndice  $q$  se refiere a los cuatrimestres del año. El subíndice  $k$ , se refiere a los niveles de *stock* respecto al total.

	q1.k0 Gpts	q1.k1 Gpts	q1.k2 Gpts	q1.k3 Gpts	q1.k4 Gpts	q1.k5 Gpts	q1.k6 Gpts	q1.k7 Gpts	q1.k8 Gpts	q1.k9 Gpts
NUCLEAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NUCLEAREX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONWYM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBCCAABO	2.625	2.327	2.035	1.751	1.476	1.211	0.957	0.712	0.469	0.230
CARBCCALAD	1.172	1.039	0.908	0.782	0.659	0.541	0.427	0.318	0.209	0.102
CARBCCANAR	3.153	2.776	2.421	2.085	1.756	1.433	1.124	0.829	0.539	0.257
CARBCCASOT	2.101	1.862	1.628	1.401	1.181	0.970	0.766	0.570	0.375	0.184
CARBVVCOMP	3.329	2.698	2.109	1.558	1.126	0.827	0.614	0.449	0.298	0.148
CARBVANLL	1.219	0.992	0.774	0.571	0.412	0.303	0.224	0.163	0.107	0.052
CARBPALGUA	2.899	2.574	2.254	1.944	1.645	1.355	1.067	0.784	0.511	0.252
CARBOHMROB	3.646	3.216	2.799	2.396	2.003	1.622	1.262	0.919	0.582	0.264
CARBSURPLL	0.854	0.753	0.655	0.561	0.469	0.380	0.295	0.216	0.139	0.066
CARBSURPNU	1.297	1.142	0.991	0.845	0.702	0.564	0.436	0.317	0.201	0.093
LIGNEGTERU	2.171	1.114	0.363	0.088	0.018	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNEGESCU	1.962	1.705	1.455	1.217	0.987	0.767	0.564	0.377	0.202	0.060
LIGNEGESCA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNNEGSESR	0.855	0.758	0.663	0.569	0.479	0.393	0.310	0.229	0.149	0.071
LIGPARPUEN	0.024	0.017	0.010	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGPARMEIR	0.049	0.042	0.036	0.029	0.023	0.018	0.012	0.008	0.004	0.002
FUELOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	q2.k0 Gpts	q2.k1 Gpts	q2.k2 Gpts	q2.k3 Gpts	q2.k4 Gpts	q2.k5 Gpts	q2.k6 Gpts	q2.k7 Gpts	q2.k8 Gpts	q2.k9 Gpts
NUCLEAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NUCLEAREX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONWYM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBCCAABO	2.572	2.269	1.976	1.692	1.419	1.156	0.901	0.653	0.412	0.187
CARBCCALAD	1.148	1.013	0.882	0.756	0.634	0.516	0.402	0.292	0.184	0.083
CARBCCANAR	2.796	2.420	2.072	1.741	1.416	1.098	0.793	0.502	0.215	0.000
CARBCCASOT	2.059	1.817	1.582	1.355	1.136	0.925	0.721	0.523	0.330	0.150
CARBVVCOMP	3.160	2.525	1.952	1.415	0.992	0.700	0.500	0.355	0.228	0.107
CARBVANLL	1.183	0.956	0.743	0.544	0.390	0.284	0.209	0.151	0.098	0.047
CARBPALGUA	2.916	2.582	2.259	1.944	1.642	1.352	1.070	0.792	0.517	0.250
CARBOHMROB	3.321	2.885	2.464	2.063	1.675	1.300	0.941	0.596	0.255	0.000
CARBSURPLL	0.831	0.728	0.628	0.533	0.444	0.359	0.280	0.203	0.128	0.057
CARBSURPNU	1.318	1.159	1.004	0.856	0.713	0.577	0.448	0.327	0.211	0.101
LIGNEGTERU	1.886	0.868	0.247	0.046	0.010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNEGESCU	1.962	1.699	1.449	1.208	0.982	0.770	0.564	0.371	0.210	0.089
LIGNEGESCA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNNEGSESR	0.856	0.757	0.660	0.567	0.476	0.390	0.308	0.229	0.150	0.073
LIGPARPUEN	0.027	0.020	0.012	0.006	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGPARMEIR	0.044	0.037	0.030	0.024	0.018	0.012	0.006	0.003	0.001	0.000
FUELOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	q3.k0 Gpts	q3.k1 Gpts	q3.k2 Gpts	q3.k3 Gpts	q3.k4 Gpts	q3.k5 Gpts	q3.k6 Gpts	q3.k7 Gpts	q3.k8 Gpts	q3.k9 Gpts
NUCLEAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NUCLEAREX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONWYM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBCCAABO	2.572	2.269	1.976	1.692	1.419	1.156	0.901	0.653	0.412	0.187
CARBCCALAD	1.143	1.006	0.874	0.746	0.625	0.511	0.402	0.297	0.194	0.094
CARBCCANAR	3.099	2.714	2.356	2.018	1.693	1.381	1.084	0.799	0.519	0.246
CARBCCASOT	2.049	1.803	1.566	1.339	1.122	0.916	0.721	0.534	0.349	0.169
CARBVVCOMP	2.624	2.039	1.502	1.013	0.669	0.477	0.358	0.263	0.176	0.088
CARBVANLL	0.966	0.755	0.557	0.376	0.249	0.179	0.135	0.099	0.065	0.033
CARBPALGUA	2.857	2.519	2.196	1.879	1.580	1.298	1.022	0.750	0.491	0.243
CARBOHMROB	3.626	3.180	2.757	2.347	1.965	1.608	1.259	0.916	0.594	0.292
CARBSURPLL	0.569	0.481	0.398	0.317	0.238	0.163	0.095	0.040	0.010	0.001
CARBSURPNU	1.201	1.043	0.895	0.756	0.625	0.502	0.382	0.269	0.169	0.082
LIGNEGTERU	1.850	0.870	0.206	0.020	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNEGESCU	1.777	1.525	1.286	1.051	0.827	0.620	0.432	0.267	0.137	0.047
LIGNEGESCA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNNEGSESR	0.835	0.732	0.635	0.543	0.454	0.369	0.289	0.214	0.141	0.070
LIGPARPUEN	0.027	0.019	0.012	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGPARMEIR	0.032	0.025	0.018	0.011	0.006	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
FUELOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	q4.k0 Gpts	q4.k1 Gpts	q4.k2 Gpts	q4.k3 Gpts	q4.k4 Gpts	q4.k5 Gpts	q4.k6 Gpts	q4.k7 Gpts	q4.k8 Gpts	q4.k9 Gpts
NUCLEAR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NUCLEAREX	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONIM4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBONWYM	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CARBCCAABO	2.523	2.238	1.957	1.680	1.412	1.155	0.906	0.664	0.432	0.212
CARBCCALAD	1.127	0.999	0.874	0.752	0.632	0.516	0.405	0.298	0.195	0.095
CARBCCANAR	3.181	2.817	2.460	2.113	1.775	1.445	1.127	0.824	0.532	0.255
CARBCCASOT	2.019	1.791	1.566	1.344	1.130	0.924	0.725	0.531	0.346	0.169
CARBVCVCOMP	2.326	1.762	1.245	0.838	0.581	0.449	0.358	0.268	0.178	0.089
CARBVANLL	0.854	0.648	0.458	0.308	0.213	0.164	0.131	0.098	0.065	0.033
CARBPALGUA	2.846	2.534	2.228	1.928	1.635	1.346	1.060	0.777	0.505	0.247
CARBOHMOB	3.694	3.278	2.871	2.471	2.081	1.702	1.340	0.990	0.645	0.309
CARBSURPLL	0.857	0.760	0.666	0.573	0.483	0.395	0.311	0.231	0.150	0.072
CARBSURPNU	1.206	1.058	0.912	0.769	0.633	0.505	0.385	0.271	0.169	0.079
LIGNEGTERU	1.614	0.650	0.131	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNEGESCU	1.674	1.426	1.186	0.953	0.727	0.517	0.332	0.178	0.064	0.000
LIGNEGESCA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGNEGSER	0.839	0.746	0.654	0.564	0.476	0.391	0.308	0.229	0.150	0.072
LIGPARPUEN	0.018	0.011	0.006	0.002	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LIGPARMEIR	0.047	0.040	0.034	0.028	0.022	0.016	0.011	0.007	0.004	0.001
FUELOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASOIL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GASNATURA2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla D-11 a, b, c y d. Coste futuro.

### D.3.5 Correspondencia entre grupos térmicos y unidades generadoras

Se presenta en la Tabla D-12. Se incluyen sólo aquellas unidades generadoras cuyo nombre no coincide con el de su grupo térmico correspondiente.

U. generadora	G. térmico
ABONO1CCA	ABONO1
ABONO1CI1	ABONO1
ABONO1GN1	ABONO1
ABONO2CCA	ABONO2
ABONO2CI1	ABONO2
ABONO2GN1	ABONO2
NARCEA1CCA	NARCEA1
NARCEA1FO	NARCEA1
NARCEA2CCA	NARCEA2
NARCEA2FO	NARCEA2
SOTODR2CCA	SOTODERIB2
SOTODR2CI3	SOTODERIB2
SOTODR3CCA	SOTODERIB3
SOTODR3CI3	SOTODERIB3
ROBLA1OHN	ROBLA1
ROBLA1CI2	ROBLA1
ROBLA2OHN	ROBLA2
ROBLA2CI2	ROBLA2
GUARDO1PAL	GUARDO1
GUARDO1CI3	GUARDO1
GUARDO2PAL	GUARDO2
GUARDO2CI3	GUARDO2
ESCUCHALNT	ESCUCHA
ESCUCHACI4	ESCUCHA
SERCHSLNS	SERCHS
SERCHSCI3	SERCHS
TERUEL1LNT	TERUEL1
TERUEL1CI2	TERUEL1
TERUEL2LNT	TERUEL2
TERUEL2CI2	TERUEL2
TERUEL3LNT	TERUEL3
TERUEL3CI2	TERUEL3
PUENTE1LPP	PUENTES1
PUENTE1WYM	PUENTES1
PUENTE2LPP	PUENTES2
PUENTE2WYM	PUENTES2
PUENTE3LPP	PUENTES3
PUENTE3WYM	PUENTES3
PUENTE4LPP	PUENTES4
PUENTE4WYM	PUENTES4
MEIRAMALPM	MEIRAMA
MEIRAMAWYM	MEIRAMA

Tabla D-12 Correspondencia entre grupos térmicos y unidades generadoras.

### D.3.6 Correspondencia entre unidades generadoras y combustibles

Se presenta en la tabla Tabla D-13.

Unidad generadora	Combustible
JOSECABRER	NUCLEAR
STMAGARONA	NUCLEAR
ALMARAZ1	NUCLEAR
ALMARAZ2	NUCLEAR
ASCOI	NUCLEAR
ASCOII	NUCLEAR
COFRENTES	NUCLEAR
VANDELLOII	NUCLEAR
TRILLO	NUCLEAR
IMPORTACI1	NUCLEAREX
IMPORTACI2	NUCLEAREX
COMPLEMENT	NUCLEAREX
IMPORTACI3	NUCLEAREX
IMPORTACI4	NUCLEAREX
PASAJES	CARBONIM1
LITORAL	CARBONIM1
LITORAL2	CARBONIM1
BARRIOS	CARBONIM1
PUERTOLLAN	CARBSURPLL
COMPOSTIL1	CARBBVCOMP
COMPOSTIL2	CARBBVCOMP
COMPOSTIL3	CARBBVCOMP
COMPOSTIL4	CARBBVCOMP
COMPOSTIL5	CARBBVCOMP
ABONO1CCA	CARBCCAABO
ABONO1CI1	CARBONIM1
ABONO1GN1	GASNATURA1
ABONO2CCA	CARBCCAABO
ABONO2CI1	CARBONIM1
ABONO2GN1	CARBONIM1
LADA3	CARBCCALAD
LADA4	CARBCCALAD
ANLLARES	CARBBVANLL
NARCEA1CCA	CARBCCANAR
NARCEA1FO	FUELOIL
NARCEA2CCA	CARBCCANAR
NARCEA2FO	FUELOIL
NARCEA3	CARBCCANAR
SOTODERIB1	CARBCCASOT
SOTODR2CCA	CARBCCASOT
SOTODR2CI3	CARBONIM3
SOTODR3CCA	CARBCCASOT
SOTODR3CI3	CARBONIM3
ROBLA1OHN	CARBOHMROB
ROBLA1CI2	CARBONIM2
ROBLA2OHN	CARBOHMROB
ROBLA2CI2	CARBONIM2
GUARDO1PAL	CARBPALGUA
GUARDO1CI3	CARBONIM3
GUARDO2PAL	CARBPALGUA
GUARDO2CI3	CARBONIM3
PUENTENUE3	CARBSURPNU
ESCATRON5	LIGNEGESCA
ESCUCHALNT	LIGNEGESCU
ESCUCHACI4	CARBONIM4
SERCHSLNS	LIGNNEGSER
SERCHSCI3	CARBONIM3
TERUEL1LNT	LIGNEGTERU
TERUEL1CI2	CARBONIM2
TERUEL2LNT	LIGNEGTERU
TERUEL2CI2	CARBONIM2
TERUEL3LNT	LIGNEGTERU
TERUEL3CI2	CARBONIM2
PUENTE1LPP	LIGPARPUEN
PUENTE1WYM	CARBONWYM
PUENTE2LPP	LIGPARPUEN
PUENTE2WYM	CARBONWYM

PUENTE3LPP	LIGPARPUEN
PUENTE3WYM	CARBONWYM
PUENTE4LPP	LIGPARPUEN
PUENTE4WYM	CARBONWYM
MEIRAMALPM	LIGPARMEIR
MEIRAMAWYM	CARBONWYM
BESOS1G	GASNATURA1
BESOS2G	GASNATURA1
SNADRIAN1G	GASNATURA1
SNADRIAN3G	GASNATURA1
ALGECIRA1G	GASNATURA1
ALGECIRA2G	GASNATURA1
FOIXG	GASNATURA1
ELCOGAS	GASNATURA1
COLON2G	GASNATURA1
SANTURCE1	FUELOIL
SANTURCE2	FUELOIL
ACECA1	FUELOIL
ACECA2	FUELOIL
ALGECIRAS1	FUELOIL
ALGECIRAS2	FUELOIL
CASTELLON1	FUELOIL
CASTELLON2	FUELOIL
SNADRIAN1F	FUELOIL
SNADRIAN2F	FUELOIL
SNADRIAN3F	FUELOIL
SABON1	FUELOIL
SABON2	FUELOIL
ESCOBRER1	FUELOIL
ESCOBRER2	FUELOIL
ESCOBRER3	FUELOIL
ESCOBRER4	FUELOIL
ESCOBRER5	FUELOIL
COLON1	FUELOIL
COLON2	FUELOIL
COLON3	FUELOIL
BADALONII1	FUELOIL
BADALONII2	FUELOIL
FOIXF	FUELOIL
BESOS1F	FUELOIL
BESOS2F	FUELOIL

Tabla D-13 Correspondencia entre unidades generadoras y combustibles.

### D.3.7 Subsistemas hidráulicos

Los subsistemas hidráulicos considerados fueron el resultado de desagregar en varias subcuencas las cuencas principales. Se dan los datos agregados por cuencas (Tabla D-14). No se incluyen los datos de vertidos entre cuencas ni los correspondientes a la relación entre energía embalsada y potencia máxima, aunque todos ellos se utilizaron en las simulaciones.

	U	V	INF	RINF	RMAX	RMIN	REND	PBMAX
	MW	MW/GWh	subsist	p.u.	GWh	GWh	p.u.	MW
NORTE	1175	0	0	0	400	10	0.66	1175
SIL	2300	0	0	0	2400	10	0.66	2300
DUERO	3100	0	0	0	4725	10	0.66	3100
TAJO	2425	0	0	0	4650	10	0.66	2425
EBRO	2400	0	0	0	1725	10	0.66	2400
ESTE	900	0	0	0	2175	10	0.66	900
SUR	350	0	0	0	1750	10	0.66	350

Tabla D-14 Datos de las cuencas hidráulicas.



---

## Bibliografía

---

### A

[Alvarez, 94]

M. Alvarez, C.M. Cuevas, L.F. Escudero et al. **“Network Planning under Uncertainty with an Application to Hydropower Generation”**, 1994.

[Anderson, 77]

Anderson, Fouad, **“Power System Control and Stability”** Iowa State University Press, 1977.

### B

[Babb, 87]

R.A. Babb, P.R. Schrader, **“The POWRSYM production cost model”** EPRI Proceeding of the 1985 Chattanooga Conference on Production Simulation of Electric Power Production, Palo Alto, California, USA, 1987.

[Balci, 94]

O. Balci, **“Validation, Verification and Testing Techniques throughout the Life Cycle of a Simulation Study”**, Annals of Operation Research 53, Science Publishers, Basel, Suiza, 1994.

[Baleriaux, 67]

H. Baleriaux, E. Jamouille, F. Linard de Guertechin, **“Simulation de l'Exploitation d'un Parc de Machintes Thermiques de Production d'Électricité Couplé à des Stations de Pompaje”**, Revue E (Edition SRBE), Vol. V. No. 7. Bruselas, 1967.

- [Banks, 84]  
J. Banks, J.S. Carson II, "**Discrete-Event System Simulation**" Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1984.
- [Barceló, 96]  
J. Barceló, "**Simulación de Sistemas Discretos**" Isdefe. Madrid, 1996.
- [Benders, 62]  
J.F. Benders, "**Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems**" Numerische Mathematik 4, pp. 238-258, 1962.
- [Bertsekas, 87]  
D.B. Bertsekas "**Dynamic Programming. Deterministic and Stochastic Models**" Prentice-Hall, Inc. New Jersey, 1987.
- [Beune, 87]  
R.J. Beune "**A practical comparison of BENCHMARK and POWRSYM**" EPRI Proceeding of the 1985 Chattanooga Conference on Production Simulation of Electric Power Production, Palo Alto, California, USA, 1987.
- [Billinton, 84]  
R. Billinton, R.N. Allan, "**Reliability Evaluation of Power System**", Plenum, New York, USA, 1984.
- [Billinton, 92]  
R. Billinton, R.N. Allan, "**Reliability Evaluation of Engineering Systems**" Plenum Press, Nueva York y Londres, 1992.
- [Billinton, 97]  
R. Billinton, A. Jonnavithula, "**Application of Sequential Monte Carlo Simulation to Evaluation of Distributions of Composite System Indices**" IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 2, Marzo 1997.
- [Bratley, 87]  
P. Bratley, B.L. Fox, L.E. Schrage, "**A Guide to Simulation**" Springer-Verlag, New York, 1987.
- [Brooke, 92]  
A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, "**GAMS, a User's Guide**" The Scientific Press, South San Francisco, 1992.

## C

- [Campodónico, 96]  
N. Campodónico, M. Pereira, "**Modelo de Despacho Hidro-Térmico con Restricciones de Transmisión. Sistema SDDP. Manual de la Metodología**", Power Systems Research Inc., Diciembre 1996.
- [Carpentier, 95]  
P. Carpentier, G. Cohen, J.-C. Culioli, "**Stochastic Optimal Control and Decomposition/Coordination Methods, Part I: Theory, Part II: A Large-Scale Application**" Recent Developments in Optimization, R. Durier & C. Michelot (Eds.) LNEMS N° 429, pp. 72-103, Springer-Verlag, 1995.

[Carpentier, 95b]

P. Carpentier, G. Cohen, J.-C. Culioli, **“Stochastic Optimization of Unit Commitment: a New Decomposition Framework”** Proceedings of the 1995 IEEE Summer Meeting, Portland, OR., 1995.

[Chung, 97]

T.S. Chung, Y.Z. Li, **“A Chronological Probabilistic Approach in Production Costing with Multi-Area Transfer Consideration”**, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 19, No2, pp. 135-140, 1997.

[CNSE, 97]

**“Síntesis del Método Transitorio de Casación de Ofertas en el Mercado Diario”**, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. Dirección de Regulación. Noviembre 1997.

[Crespo, 97]

J.A. Crespo, **“Gestión de Recursos Hidráulicos a Largo Plazo. El Problema de los Embalses Hiperanuales”** Proyecto fin de carrera. Universidad Pontificia Comillas. ICAI. Junio 1997.

[Cuadra, 90]

F. Cuadra, **“El Problema General de la Optimización de Diseño por Ordenador: Aplicación de Técnicas de Ingeniería del Conocimiento”** Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 1990.

## D

[DAEDALUS, 90]

**“ICARUS. Electric Production Cost Model”** Versión 2.0 DAEDALUS Simulations Inc., Des Moines, IA, USA. 1990.

[Dodu, 85]

J.C. Dodu, A. Merlin, **“An Application of Linear Programming to the Planning of Large Scale Power Systems: the Mexico Model”** Proceedings of the 5th PSCC, Cambridge, UK, 1985.

## E

[ENDESA, 93]

**“Curva de Carga Cronológica”** Empresa Nacional de Electricidad. Dirección de Control y Gestión de Energía. Subdirección de Planificación y Análisis. Julio 1993.

[EPRI, 88]

**“BENCHMARK A computer program for simulation of hourly generation”** Manual de usuario. Versión 3.0 EPRI Palo Alto, California, USA, 1988.

[EPRI, 90]

**“Development of a Composite Systems Reliability Evaluation Program”** EPRI EL-6926S, VOLs. 1-4.

[Escudero, 96]

L.F. Escudero, J.L. de la Fuente, C. García et al. **“Hydropower Generation Management under Uncertainty via Scenario Analysis and Parallel Computation”** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, Mayo 1996.

[Escudero, 97]

L.F. Escudero, U. Salmerón, I. Paradinas et al. **“SEGEM: A Simulation approach for Electric Generation Management”** Submitted to IEEE Summer Meeting, July 20-24, 1997, Berlin, Alemania.

[Eveleigh, 67]

Eveleigh, **“Adaptive Control and Optimisation Techniques”** Mc Graw Hill, 1967.

## F

[Felak, 96]

R.F. Felak, A.T. Poray et al. **“Glosary of Terms and Definitions concerning Electric Power Transmission System Access and Wheeling”**, IEEE 96 TP 110-0, 1996.

[Fishman, 78 ]

G.S. Fishman **“Principles of Discrete Event-Simulation”** John Wiley & Sons, New York, 1978.

[Fishwick, 96]

P.A. Fishwick, **“SimPack: Getting Started with Simulation Programming on C and C++”** Computer & Information Science Dept, Universidad de Florida, 1996.

[Fraile, 84]

J. Fraile Mora, **“Diccionario Biográfico de la Ingeniería Eléctrica”** Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 1984.

[Franklin, 91]

Franklin, Powell, Emami-Naenini. **“Control de sistemas dinámicos con retroalimentación”** Addison-Wesley Iberoamericana, 1991.

[Frediani, 78]

R.H. Frediani, **“Características básicas de distintos analizadores de transitorios en redes”**, ITREE, Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata, Argentina, 1978.

[Fu, 94]

M.C. Fu, **“Optimization via Simulation: a Review”** Annals of Operation Research 53, Science Publishers, Basel, Suiza, 1994.

[Fuente, 93]

J.L. de la Fuente O'Connor, **“Tecnologías Computacionales para Sistemas de Ecuaciones, Optimización Lineal y Entera”** Editorial Reverte SA, Barcelona, 1993.

[Fukunaga, 72]

K. Fukunaga, **“Introduction to Statistical Pattern Recognition”**, Academic Press, New York, 1972.

## G

[Gardner, 94]

J. Gardner, W. Hobbs, F.N. Lee et al. "**Summary of the panel session 'Coordination between Short-Term Operation Scheduling and Annual Resource Allocations'**" Proceedings of the 1995 Winter Meeting, IEEE Power Engineering Society, New York, 1995.

[Gorenstin, 92]

B.G. Gorenstin, N.M. Campodonico, J.P. Costa, M.V.F. Pereira, "**Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints**" Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, Mayo 1992.

## H

[Handke, 94]

J. Handke, E. Handschin, K. Linke et al. "**Coordination of Long- and Short-Term Generation Planning in Thermal Power Systems**" Proceedings of the 1995 Summer Meeting, IEEE Power Engineering Society, San Francisco, CA, 1994.

[Huang, 96]

S. R. Huang, Y. W. Lin, "**Applications of Cluster Analysis in Monte Carlo Production Simulation**", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996.

## I

[IIT, 95]

A. Ramos, F. de Cuadra, E. Centeno, J.I. Pérez Arriaga et al. "**Modelo Avanzado de Explotación Anual. MADEA**", Instituto de Investigación Tecnológica, preparado para ENDESA. Madrid, Junio 1995.

[Infanger, 92]

G. Infanger, "**Planning under Uncertainty. Solving Large-Scale Stochastic Linear Programs**" System Optimization Laboratory. Department of Operations Research. Stanford University. SOL 92-8. Diciembre 1992.

## J

[Johnson, 82]

R.A. Johnson, D.W. Wichern. "**Applied Multivariate Statistical Analysis**" Prentice-Hall, Englewood Cliffs, USA, 1982.

## K

[Kaufman, 90]

L. Kauffman, P.J. Rousseeuw. **“Finding Groups in Data”** John Wiley & Sons Inc., Nueva York, 1990.

[Kernighan, 91]

B.W. Kernighan, D.M. Ritchie, **“El Lenguaje de Programación C”**, Prentice-Hall Hispanoamericana S.A., México, 1991.

[Kleijen, 87]

J.P.C. Kleijen, **“Statistical Tools for Simulation Practitioners”** Marcel Dekker Inc. New York, 1987.

## L

[Landau, 79]

Y.D. Landau, **“Adaptive Control. The Model Reference Approach”** Marcel Dekker Inc., New York 1979.

[Law, 91]

A.M. Law, W.D. Kelton, **“Simulation Modeling and Analysis”** Mc Graw Hill Book Company, New York, 1991.

[LCG, 90]

**“UPLAN-C The Chronological Production Costing Demand-Side and Pooling Model”** LCG Consulting, Los Altos, California, USA, 1990.

[Lee, 93]

S.T. Lee, **“Comparison of Planning Codes for Energy Storage Evaluation”** Electric Power Consulting, Inc. San José, CA, USA. Abril, 1993.

[Little, 93]

M.C. Little, D.L. Mc Cue, **“Construction and Use of a Simulation Package in C++”** Computing Science Technical Report, University on Newcastle upon Tyne, No. 437, Julio 1993.

## M

[Medina, 97]

J. Medina, **“Two Different Algorithms to Solve the Medium-Term Hydro-Thermal Coordination Problem: Decomposition and Interior Point Methods”**, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Madrid 1997.

[MICT, 91]

**“Plan Energético Nacional 1991-2000”** Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Madrid, 1991.

[MIE, 95]

**“Informe sobre la Explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1994”** Ministerio de Industria y Energía. Secretaría General de la Energía y

Recursos Minerales. Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico. Madrid, 1995.

[MIE, 96]

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

[Moreno, 95]

J. Moreno **“Planificación de Cobertura de Demanda a Corto y Medio Plazo del Sistema Peninsular”** Jornadas de Intercambio de Experiencias sobre Planificación Eléctrica, UNESA, Enero 1995.

[Morton, 93]

David P. Morton, **“Algorithmic Advances In Stochastic Programming”**, Technical Report SOL 93-6, System Optimization Laboratory, Department of Operation Research, Stanford University, Stanford, California. Julio 1993.

[Morton, 95]

David P. Morton, **“An Enhanced Decomposition Algorithm for Multistage Stochastic Hydroelectric Scheduling”**, Annals of Operation Research 64(1996)211-235, 1996.

## N

[Naylor, 66]

T.J. Naylor, J.L. Balintfy, D.S. Burdick et al. **“Computer Simulation Techniques”** Wiley, New York, 1966.

## O

## P

[Pereira, 88]

M.V.F. Pereira, S.H.F. Cunha, G.C. Oliveira, **“Application of Reliability Evaluation Methods to the Planning of Large Hydroelectric systems”** International Journal on Electrical Power and Energy Systems, 10, 1988.

[Pereria, 97]

M. Pereira, **“Los Cargos por Capacidad en Sistemas Competitivos. Aplicación al Sistema Colombiano”** Informe PSRI, Abril 1997.

[Pérez Arriaga, 96]

J.I. Pérez-Arriaga, C. Meseguer, **“Mercados Competitivos de Generación: Formación de Precios y Garantía de Suministro”**, Informe Técnico IIT, Madrid, 1996.

[Pérez Ruiz, 97]

J. Pérez Ruiz, A. Conejo, **“Modelo de Explotación a Medio/Largo Plazo con Restricciones de Despacho y Tratamiento de la Incertidumbre”**, Quintas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Salamanca, Julio de 1997.

[Press, 92]

W.H. Press, S.A. Teukolsky, W.T. Vetterling et al. **“Numerical Recipes in C. The Art of Scientific Computing”** Cambridge University Press, New York, 1992.

## Q

## R

[Ramos, 90]

A. Ramos, **“Modelos de Explotación a Medio Plazo de la Generación Eléctrica. Aplicaciones para el Sistema Español”** Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid, 1990.

[REE, 90]

Red Eléctrica de España. **“Modelos hidrotérmicos”** Documento interno

[REE, 95]

**“Explotación del Sistema Eléctrico. Informe 1995.”** Red Eléctrica de España, S.A., Madrid.

[REE, 96]

**“Manual de Información Metodológica de la Herramienta Hidrotérmica (MITRE) en el Modelo Actual de Gestión Unificada”** Red Eléctrica de España. Dirección General de Explotación. Julio 1996.

[REE, 97]

**“Cálculo de los Costes de Despacho para el año 1997. Hipótesis y Resultados”**, Red Eléctrica de España. Dirección General de Explotación. Enero 1997.

[Rivera, 89]

J.F. Rivera, C.A. Galdeano, A Vargas **“Long Term Operation Optimization in Multireservoirs-Multibasins Hydrothermal Systems”** L'Energia Elettrica, No. 12, 1989.

[Rivera, 90]

J.F. Rivera, C.A. Galdeano, A Vargas **“Some Numerical Criteria to Measure the validity of Hydro-Aggregation in Hydrothermal Systems”** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 12. No. 1, Enero 1990.

[Rivier, 91]

M. Rivier, I. Pérez-Arriaga, **“Probabilistic Bulk Production Cost Model by a Continuation Montecarlo Simulation Method”**, 3th Probabilistic Methods Applied to Power Systems Conference (PMAPS), Londres, UK, Julio 1991.

[Rivier, 98]

M. Rivier. **“Modelo Probabilista de Explotación de un Sistema Eléctrico: Contribución a la Teoría Marginalista.”**, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 1998.

- [Robert, 54]  
M.R. Robert, **“Le Microréseau: Modèle Dynamique de Réseaux”**, Bulletin de la Société Française de Électriciens, 7eme. serie, tome IV, n° 38, 1954.
- [Román, 94]  
J. Román, R.N. Allan, **“Stochastic Simulation and Monte Carlo Methods Applied to the Assessment of Hydro-Thermal Generating System Operation”** Top, Sociedad Española de Estadística e Investigación Operativa, Vól. 2, No. 1., 1994.
- [Román, 94b]  
J. Román, G. De Cuadra et al. **“Simulación Estocástica de la Planificación y Control de la Explotación en el código SECE”**, 1994.
- [Román, 94c]  
J. Román et al. **“Descripción y Documentación del Simulador Estocástico Cronológico de la Explotación. Código SECE II”** Instituto de Investigación Tecnológica. Madrid, 1994.
- [Román, 96]  
J. Román, M.A. Rodriguez, J. Cabetas et al. **“A Transmission System Reliability Evaluation Computer Model”** Proceeding of the 12th PSCC, Dresden, Alemania, 1996.
- [Rubinstein, 81]  
R.Y. Rubinstein, **“Simulation and the Montecarlo Method”** John Wiley & Sons Inc., Nueva York, 1981.
- S**
- [Saco, 98]  
J.A. Saco, **“Modelado Avanzado del Sistema Eléctrico Español mediante Programación Dinámica Dual Estocástica”** Proyecto fin de carrera. Universidad Pontificia Comillas. ICAI. Junio 1998.
- [Salvaderi, 88]  
L. Salvaderi, **“Procedures, Experience and Application of Bulk Power Reliability Evaluation at ENEL, Italy”** International Journal on Electrical Power and Energy Systems, 10, 1988.
- [Schriber, 74]  
T.J. Schriber, **“Simulation using GPSS”** John Wiley & Sons, New York, 1974.
- [Soares, 95]  
S. Soares, T. Ohishi, **“Hidro-dominated Short-term Hydrothermal Scheduling via a Hybrid Simulation-Optimisation Approach: a Case Study”**, IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, No. 6, Noviembre 1995.
- [Stagg, 68]  
G.W. Stagg, A.H. El-Abiad, **“Computer Methods in Power system Analysis”** McGraw-Hill, New York, 1968.

T

[Travers, 97]

D.L. Travers, R.J. Kaye, “**Dynamic Dispatch by Constructive Dynamic Programming**”, To be published in IEEE Transactions on Power Systems. PE-898-PWRS-0-04-1997.

U

V

[Valencia, 72]

R.D. Valencia, J.C. Schaake, “**A Disaggregation Model for Time Series Analysis and Synthesis**”, 1972, Department of civil engineering, M.I.T.

[Velasquez, 95]

J. Velasquez, “**Operación de Sistemas Hidrotérmicos Interconectados utilizando la OEDM**”, Energética No. 13, 1995.

[Velasquez, 95b]

J. Velasquez, “**OEDM: Optimización Estocástica Dinámica Multinivel. Teoría General.**”, Energética No. 13, 1995.

W

[Wang, 94 ]

N. Wang, R. Cheung, G. Wu et al. “**Simulation of the New York Power Pool for Dispatcher Training**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, Noviembre 1994.

[Wilson, 97]

R. Wilson, “**Activity Rules for the Power Exchange**”, Report to the California Trust For Power Industry Restructuring, Market Design Inc. February 1997.

[Wood, 84]

A.J. Wood, B.F. Wollenberg, “**Power Generation, Operation & Control**”, John Wiley & Sons. New York, 1984.

X

Y

Z

---

## Tabla de símbolos

---

Se enumeran a continuación los principales símbolos utilizados en las expresiones matemáticas de la tesis.

### Mayúsculas:

$APOR_{F, M^{hp}}$	Aportaciones fluyentes o modulables por subsistema y periodo
$C$	Matriz de Cholesky de un sorteo de aportaciones desagregadas.
$CF$	Coste futuro.
$CMVs$	Coste marginal del agua en valle en cada subperiodo.
$CV_t$	Coste variable de cada grupo produciendo la potencia nominal.
$CT$	Matriz de Cholesky de un sorteo aportaciones-temperatura.
$CAP_{ep}$	Coefficientes de las aportaciones para cada escenario y periodo.
$CENS$	Coste de la energía no suministrada.
$COMBUS_t$	Lista de combustibles que puede consumir el grupo térmico $t$ .
$D_i$	Demanda en la hora $i$ .
$D_{psb}$	Demanda por periodo, subperiodo y bloque.
$DISP$	Lista de grupos disponibles no sujetos a cuotas mínimas.
$DISP_c$	Lista de grupos sujetos a cuotas mínimas por combustibles.

$F_a$	Factor aleatorio de la demanda.
$F_c$	Factor correlado de la demanda.
$FALLOS_t$	Hora de fallo de cada grupo térmico.
$H_k(.)$	Criterio de aproximación al régimen permanente.
$I_k(x)$	Criterio anual de explotación.
$J_\pi$	Esperanza del coste de una ley de control.
$K_{pc}$	Compras del combustible $c$ en el periodo $p$ .
$LOLP$	Probabilidad de pérdida de carga.
$MTTF_t$	Tiempo medio hasta el fallo del grupo térmico $t$ .
$MTTR_t$	Tiempo medio hasta la reparación del grupo $t$ .
$MTBF_t$	Tiempo medio antes del fallo del grupo $t$ .
$N$	Número de estados del horizonte de tiempo discreto.
$N_t$	Número de grupos térmicos.
$N_h$	Número de grupos hidráulicos.
$N_k$	Régimen natural.
$ORDT_t$	Orden de carga de los grupos térmicos.
$ORDH_t$	Orden de carga de los grupos hidráulicos.
$ORDB_t$	Orden de carga de los grupos de bombeo.
$P_k$	Régimen permanente.
$PEF$	Potencia equivalente a efectos de fiabilidad.
$PHID_p$	Valor de demanda de la entrada de la producción hidráulica en cada subperiodo.
$PNE$	Penalización por exceso de energía.
$PNOC_{ts}$	Grupos que pueden realizar paradas nocturnas y subperiodos en que pueden realizarlas.
$PNP$	Penalización por defecto de reserva rodante.
$PT_i$	Potencia térmica en la hora $i$ .
$\Delta PT$	Incremento de potencia térmica.
$PT_{MIN}$	Potencia térmica mínima.
$PH_i$	Potencia hidráulica en la hora $i$ .
$PB_i$	Potencia de bombeo en la hora $i$ .
$Q_{tpc}$	Proporción de combustibles en cada grupo térmico y periodo.

$R$	Remuneración unitaria de la tecnología al margen por fiabilidad.
$R_{hi}$	Nivel horario de reservas en cada subsistema hidráulico.
$\bar{R}_h$	Reserva máxima: cantidad máxima de energía que puede albergar el subsistema.
$\underline{R}_h$	Reserva mínima: cantidad mínima de energía que puede albergar el subsistema.
$RB_t$	Rampa de bajada horaria del grupo $t$ .
$RR$	Coefficiente de reserva rodante.
$RS_t$	Rampa de subida horaria del grupo $t$ .
$REPARA_t$	Hora de reparación de cada grupo térmico.
$S(.)$	Función de toma de medidas de un sistema.
$Sci$	Nivel horario de stock de cada combustible.
$T$	temperatura sorteada.
$T_{Mp}$	Temperatura media en cada periodo.
$U$	Vector aleatorio.
$U_h$	Término constante de la relación potencia-reserva máxima.
$V_h$	Término lineal de la relación potencia-reserva máxima.
$VTTR_t$	Varianza del tiempo medio hasta la reparación.
$W$	Resultado de un sorteo de aportaciones.
$W_{hi}$	Aportaciones por subsistema y hora.
$W_{TOT}$	Aportaciones totales sorteadas.

### Minúsculas:

$a_{pst}$	Potencia acoplada de grupo térmico por periodo y subperiodo.
$ag_{psg}$	Potencia acoplada de unidad generadora por periodo y subperiodo.
$b_{hi}$	Potencia bombeada por el grupo cada hora.
$\bar{b}_h$	Potencia máxima de bombeo.
$b_{epsbh}$	Potencia bombeada en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.
$b_{spsbn}$	Potencia generada por el bombeo semanal en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.

$c$	Índice de un combustible.
$c_i$	Suma acumulada de $F_c$ .
$c_{tc}(p)$	Función de consumo respecto a potencia del grupo $t$ con el combustible $c$ .
$ca_t$	Consumo de arranque del grupo $t$ .
$cc_t$	Grupo de ciclo combinado con el grupo $t$ .
$d$	Distancia.
$d_{psb}$	Duración de cada bloque por subperiodo y periodo
$dp_i$	Demanda patrón en cada hora $i$ .
$dr_{gpg}$	Disponibilidad por revisión de cada unidad generadora en cada periodo.
$e$	Índice de un escenario anual.
$f(.)$	Función que describe un sistema en el tiempo.
$f_T(t)$	Función de densidad de una distribución estadística.
$g_k(.)$	Función de coste para un instante $k$ .
$h$	Índice de un subsistema hidráulico.
$i$	Índice de una hora.
$i_h$	Subsistema inferior.
$ir_{tp}$	Indisponibilidad por revisión del grupo $t$ en el periodo $p$ .
$k$	Índice de un escenario semanal.
$k$	Tiempo discreto.
$k(T)$	Factor de demanda dependiente de la temperatura.
$m_c$	Precio del combustible $c$ .
$n$	Índice de un grupo de bombeo puro.
$ns_{psb}$	Potencia no suministrada por periodo, subperiodo y bloque.
$p$	Índice de un periodo.
$p_{ti}$	Potencia suministrada por el grupo cada hora.
$p_{hi}$	Potencia suministrada por el grupo cada hora.
$\bar{p}_t$	Potencia nominal del grupo $t$ .
$\underline{p}_t$	Mínimo técnico del grupo $t$ .
$\bar{p}_h$	Potencia nominal del subsistema $h$ .
$\underline{p}_h$	Potencia fluyente del subsistema $h$ .
$pa_{psg}$	Potencia acoplada por periodo, subperiodo y unidad generadora.

$pb_{psbn}$	Potencia generada por el bombeo semanal en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.
$\overline{pb}_n$	Potencia máxima de bombeo.
$parr_{psg}$	Potencia arrancada de una unidad generadora por periodo y subperiodo.
$ph_{psbh}$	Potencia modulable en subsistema hidráulico por periodo, subperiodo y bloque.
$pp_{psg}$	Potencia parada de una unidad generadora por periodo y subperiodo.
$pt_{psbg}$	Potencia generada por un grupo térmico por periodo, subperiodo y bloque.
$q_t$	Coefficiente de indisponibilidad de un grupo térmico.
$r_{ph}$	Reservas de un subsistema hidráulico por periodo.
$r(t)$	Conjunto de criterios para control óptimo de un sistema.
$s$	Indice de un nivel de stocks.
$s(t)$	Medidas del estado de un sistema.
$stk_{pc}$	Stock de un combustible en cada periodo.
$t$	Indice de un grupo térmico.
$tMAN_t$	Tiempo de mantenimiento del grupo.
$u$	Número aleatorio.
$u(t)$	Operaciones que se ejercen sobre un sistema.
$u_k$	Operaciones que actúan sobre un sistema en tiempo discreto.
$uLN$	Muestra de una distribución log-normal.
$u\lambda$	Muestra de una distribución exponencial.
$ve_{ph}$	Vertidos en el subsistema hidráulico $h$ por periodo.
$w(t)$	Perturbaciones que actúan sobre un sistema.
$\bar{w}$	Valor medio de las perturbaciones que actúan sobre un sistema.
$w_k$	Perturbación a la que se ve sometida un sistema en tiempo discreto.
$w_{psb}$	Exceso de potencia generada por periodo, subperiodo y bloque.
$x(t)$	Estado de un sistema.
$x_k$	Estado de un sistema en tiempo discreto.
$z_{ps}$	Defecto de reserva rodante por periodo y subperiodo.

**Griegas:**

$\alpha_h$	Rendimiento de aportaciones al subsistema inferior.
$\beta_t$	Máxima relación en que funciona el grupo de ciclo combinado con el grupo $t$ .
$\kappa$	Factor de escala.
$\lambda$	Parámetro de una distribución exponencial.
$\mu$	Media de una distribución.
$\mu_k$	Ley de control para un instante de tiempo discreto.
$\mu^{*k}$	Ley de control óptima para un instante de tiempo discreto.
$\mu_{ph}$	Aportaciones medias por periodo y subsistema.
$\pi$	Ley de control.
$\pi^*$	Ley de control óptima.
$\rho_h$	Rendimiento del ciclo turbinación-bombeo.
$\sigma^2$	Varianza de una distribución.
$\sigma_a^2$	Varianza del factor aleatorio.
$\sigma_c^2$	Varianza del factor correlado.
$\theta_p$	Covarianza entre temperatura y aportaciones totales por periodo.
$\omega_h$	Coefficiente de seguridad para considerar vertidos.
$\phi$	Función de control de un sistema.
$\psi$	Función de ajuste de un sistema de control adaptativo.
$\Sigma_p$	Matriz de covarianzas entre las aportaciones en los subsistemas.
$\Sigma_T$	Matriz de covarianzas entre las aportaciones totales y la temperatura.

---

## **Diagramas ANA**

---

Se repiten a continuación los diagramas ANA presentados a lo largo de la tesis para facilitar su lectura.

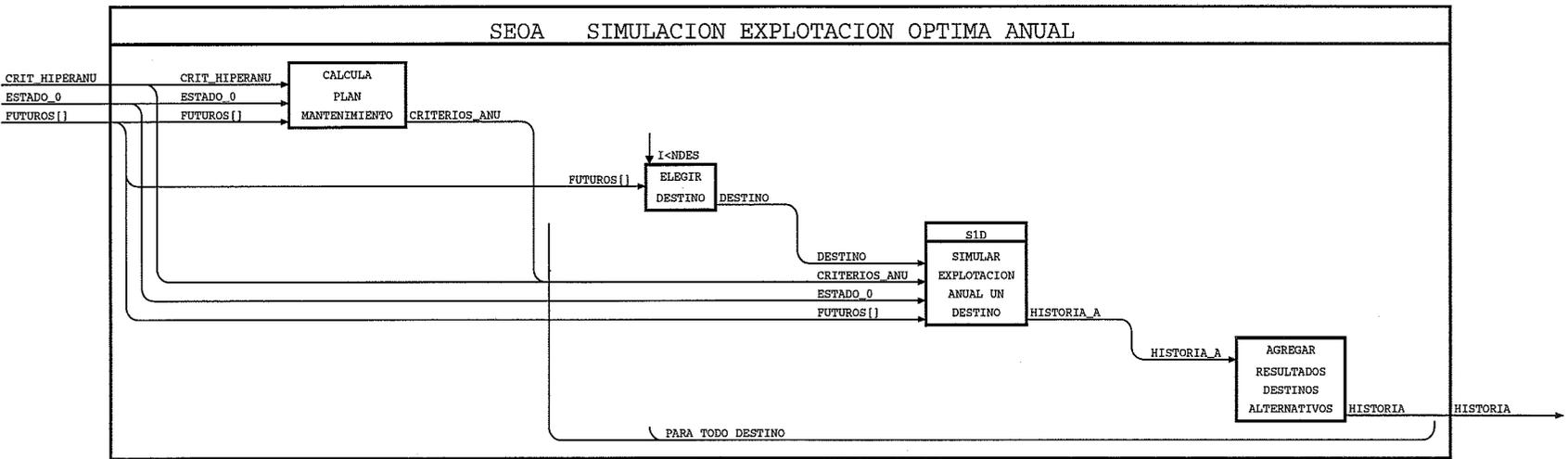


Fig 4-3 Representación ANA del algoritmo general de simulación de la explotación óptima anual

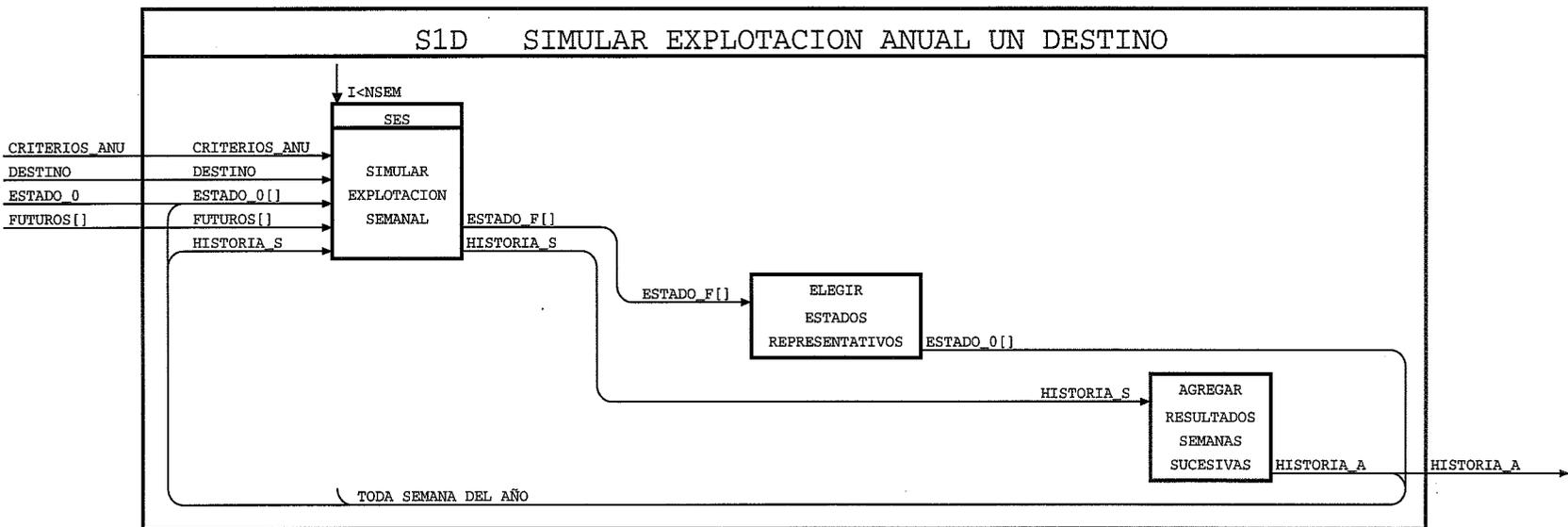


Fig 4-4 Representación ANA del algoritmo de simulación de la explotación anual para un destino.

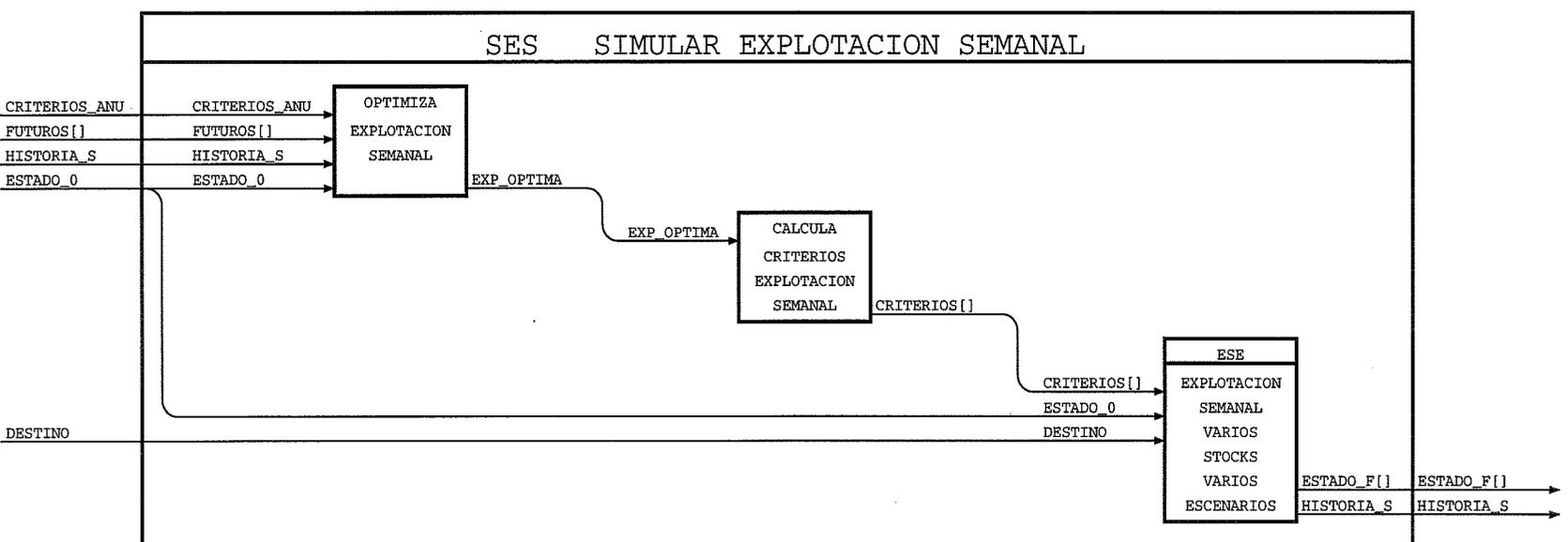


Fig. 4-5 Representación ANA del algoritmo de la explotación semanal incluyendo el módulo del procesamiento de los resultados.

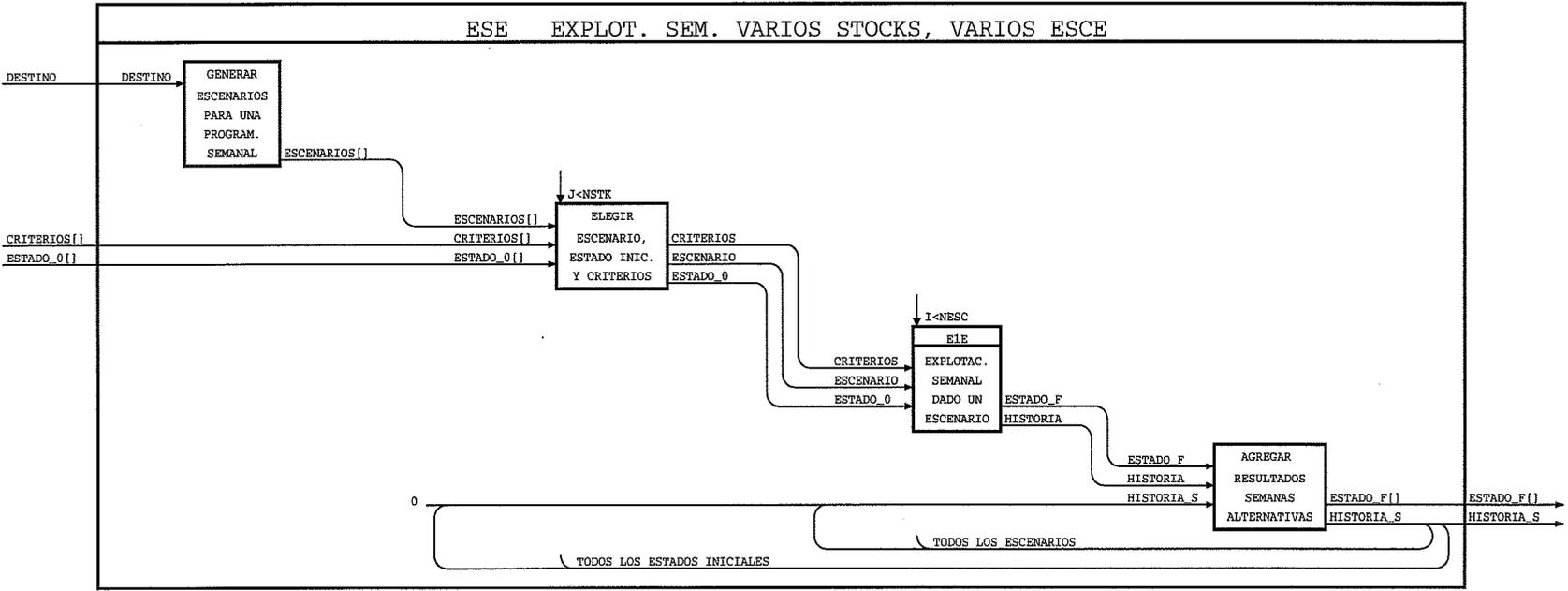


Fig. 5-1 Representación ANA del algoritmo de simulación de la explotación semanal con incertidumbre. Contiene dos bucles, el exterior para los distintos estados iniciales y el interior para los distintos escenarios.

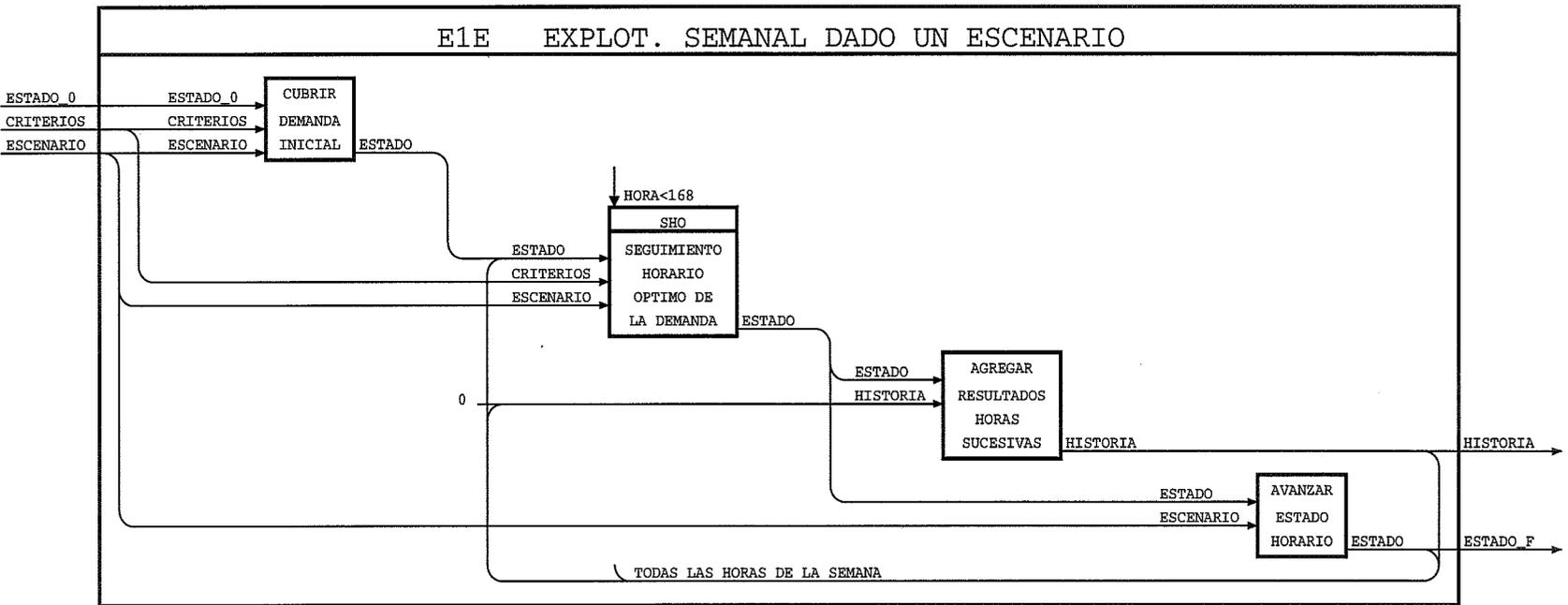


Fig. 5-3 Representación ANA del algoritmo de simulación de una semana para un escenario determinado.

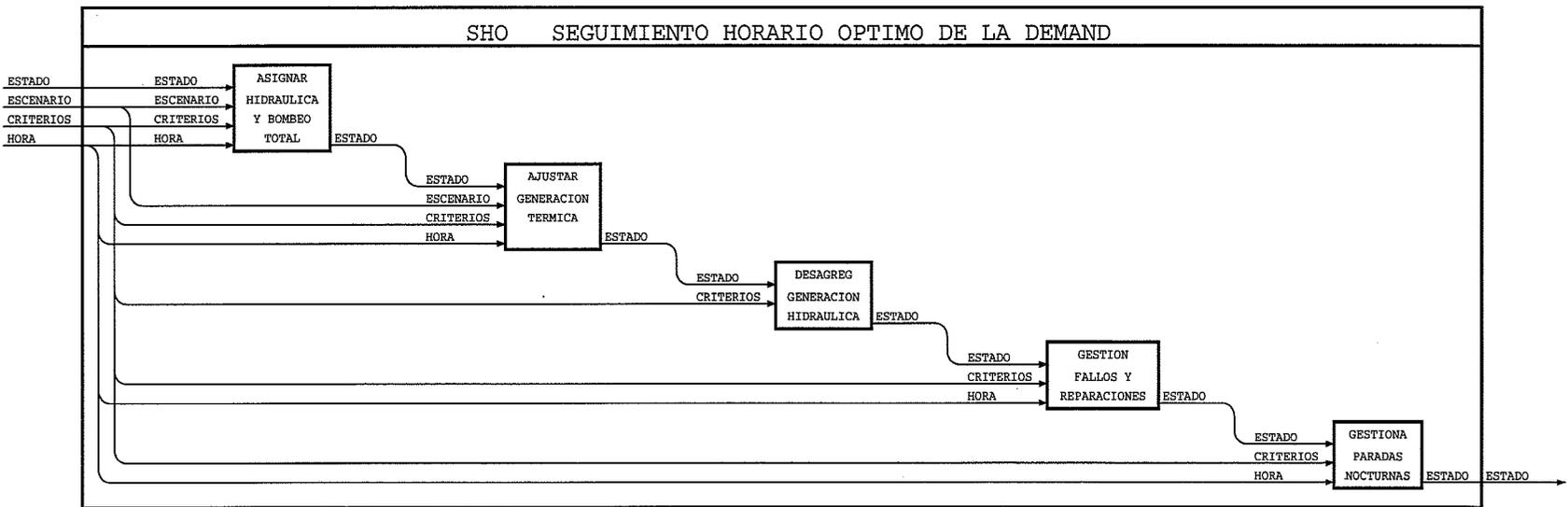


Fig. 5-4 Representación ANA del algoritmo de seguimiento horario óptimo de la demanda.