

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Métodos y modelos para la gestión de cargas eléctricas residenciales en redes de distribución

TESIS DOCTORAL

PRESENTADA POR:

D. Ángel Molina García

DIRIGIDA POR:

Dr. D. Antonio Gabaldón Marín

Cartagena, 2002

Agradecimientos

Esta página, última que escribo, podría resumirla en un simple *gracias a todos*. Sin embargo, y consciente de que puede olvidárseme alguien, me vienen a la mente recuerdos, situaciones, sentimientos, actitudes de personas a las que quisiera expresar, desde aquí, mi más sincera gratitud.

A Antonio Gabaldón, mi director de tesis, por la confianza depositada en mí desde el primer momento, su amistad y su interés en este trabajo;

a Mathieu, por todas las horas que ha dedicado, por sus sugerencias, comentarios y críticas que, sin duda, han marcado el devenir de esta tesis;

a mis compañeros de trabajo, muy especialmente a aquellos que, además de compañeros, se han convertido ya en grandes amigos;

a mis padres, Ángel y Pepi, por su ejemplo, su cariño, y su apoyo constante;

a mis hermanos, que han tenido que soportar muchos de los ensayos aquí recogidos;

y, sobre todo, a mi mujer, M^a Ángeles, porque nada es imprescindible menos la gente a la que quieres.

Índice general

I. Objetivos y Estructura de la Tesis	1
I.1. Motivación y Actuaciones	2
I.2. Estructura de la Tesis	3
II. La Gestión de la Demanda en el Sector Eléctrico	7
II.1. Introducción	8
II.1.1. Orígenes de la Gestión de la Demanda	8
II.1.2. Aplicación a Sistemas de Transmisión y Distribución	10
II.1.3. Gestión de la Demanda y Automatización en la Distribución	11
II.2. Gestión de la Demanda y Planificación	12
II.2.1. Antecedentes: Planificación Tradicional	12
II.2.2. Integración de la Gestión de la Demanda en la Planificación	14
II.2.3. Evolución de la Planificación	16
II.3. Programas de Gestión de la Demanda	17
II.3.1. Objetivos: Modificaciones sobre la Curva de Demanda	17
II.3.2. Clasificación de Programas	19
II.3.3. Implementación en los Diferentes Sectores	22
II.3.4. Evaluación de Programas	24
II.4. La Gestión de la Demanda en la Actualidad	25
II.4.1. Mercados Eléctricos	25
II.4.2. Demand-Side Bidding	27
II.4.3. Tendencias Futuras	28
Bibliografía	29
III. Gestión de Cargas: Estado del Arte	35
III.1. Técnicas de Modelización	36
III.1.1. Clasificación de Modelos de Carga	36
III.1.2. Modelos Físicamente Basados. Evolución y Descripción	40
III.2. Técnicas de Agregación	44
III.3. Técnicas de Comunicación y Control	47
III.3.1. Desarrollo de la Comunicación Empresa-Cliente	47
III.3.2. Monitorización de Cargas de Uso Final	49
III.3.3. Gestión de Cargas Residenciales: Algoritmos de Control	50
Bibliografía	54
IV. Descripción y Validación de Modelos Elementales	61
IV.1. Introducción	62
IV.1.1. Generalidades	62
IV.1.2. El Proceso de Modelado y Simulación	62

IV.1.3. Tipos de Errores	64
IV.2. El Proceso de Modelado	65
IV.2.1. Determinación del Marco Experimental	65
IV.2.2. Caracterización del Modelo Estructural	68
IV.2.3. Obtención del Modelo Paramétrico	70
IV.2.4. Implementación de Modelos Elementales	72
IV.3. Validación y Simplificación de Modelos Elementales	72
IV.3.1. La Adquisición de Datos	72
IV.3.2. Estimación de la Radiación Solar	74
IV.3.3. Cargas de Climatización	76
IV.3.4. Acumuladores de Calor	83
IV.3.5. Ajuste de Parámetros	88
IV.4. Otras Técnicas: Redes Neuronales	91
Bibliografía	94
V. Agregación de Cargas Elementales	97
V.1. Grupos de Agregación	98
V.1.1. Tipología de las Cargas a Agregar	98
V.1.2. Criterios de Agregación	99
V.2. Metodologías de Agregación	103
V.2.1. Discretización. Método de Euler-Maruyama	103
V.2.2. Técnicas de Alisamiento	109
V.3. Demanda Eléctrica Agregada: Consideraciones	116
V.3.1. Demanda y Aleatoriedad de Parámetros	116
V.3.2. Demanda y <i>Duty-cycle</i>	119
Bibliografía	120
VI. Estrategias de Control de Cargas	121
VI.1. Cargas de Climatización	122
VI.1.1. Introducción	122
VI.1.2. Estrategias No Determinísticas: Control Aleatorio	122
VI.1.3. Estrategias Determinísticas: Control Predictivo	131
VI.2. Acumuladores de Calor	150
VI.2.1. Introducción	150
VI.2.2. Implementación y Discusión de Resultados	150
Bibliografía	151
VII. Conclusiones	155
VII.1. Conclusiones y Aportaciones de la Tesis	156
VII.1.1. Modelos Elementales de Carga	156
VII.1.2. Agregación de Cargas Elementales	157
VII.1.3. Estrategias de Gestión de Cargas	158
VII.2. Líneas Futuras de Investigación	159
A. Obtención de Matrices de Espacio de Estados	161
A.1. Solución General del Sistema Inicial	161
A.2. Solución General del Sistema Simplificado	166
A.3. Consideración de las Cargas Elementales	168
A.3.1. Cargas de Climatización	168
A.3.2. Cargas de Acumulación	168
A.4. Ejemplos Prácticos	170

A.4.1.	Obtención de Parámetros Térmicos	170
A.4.2.	Cargas de Climatización: sistema elemental [AA.I]	173
A.4.3.	Cargas de Acumulación: Sistema elemental [AE.I]	174
B.	Validación de Modelos Elementales	179
B.1.	Introducción	179
B.2.	Cargas de Climatización	179
B.2.1.	Sistema elemental [AA.I]	180
B.2.2.	Sistema elemental [AA.II]	187
B.2.3.	Sistema elemental [AA.III]	191
B.2.4.	Sistema elemental [AA.IV]	194
B.3.	Cargas de Acumulación	196
B.3.1.	Sistema elemental [AE.I]	196
B.3.2.	Sistema elemental [AE.II]	201
B.3.3.	Sistema elemental [AE.III]	202
B.3.4.	Sistema elemental [AD.I]	207

Índice de figuras

II.1.	DSM: Búsqueda de mutuo beneficio Empresa-Cliente	9
II.2.	Integración del DSM en la planificación de las redes de transporte y distribución	11
II.3.	Áreas de aplicación de la Automatización en la Distribución	12
II.4.	Planificación tradicional	13
II.5.	Planificación de costes mínimos	14
II.6.	Planificación de recursos integrados	15
II.7.	Planificación integrada basada en el valor	17
II.8.	Objetivos principales. Programas de <i>DSM</i>	18
II.9.	Alternativas adecuadas. Modificación de la curva de demanda	18
II.10.	Estructura de tarifaciones diferenciadas en tiempo	21
II.11.	Demanda de energía eléctrica en España por sectores (2001)	23
II.12.	Datos de demanda. Región de Murcia	23
II.13.	Estructura mercado eléctrico desregulado	26
II.14.	Productos <i>DSB</i>	28
II.15.	Relación entre <i>DSB</i> y <i>DSM</i>	28
III.1.	Modelo ajuste mediante serie temporal	37
III.2.	Flujos de información. Modelado de demanda agregada	37
III.3.	Descomposición del modelo de carga elemental	40
III.4.	Acumulación frío/calor	43
III.5.	Modelo de diversificación de carga	45
III.6.	PWM aplicado al control de cargas	53
III.7.	Entorno global de decisión de estrategias de control	55
IV.1.	Modelado y simulación	63
IV.2.	Actividades de verificación y validación	63
IV.3.	Actividades del proceso de modelado y simulación	64
IV.4.	Descripción del sistema real global	66
IV.5.	Mecanismos de control. Termostatos	68
IV.6.	Balance energético. Sistema global	69
IV.7.	Analogía eléctrica. Circuito equivalente global	69
IV.8.	Analogía eléctrica. Subcircuito equivalente acumuladores	70
IV.9.	Diagrama de bloques general	73
IV.10.	Sistema de adquisición de datos	74
IV.11.	Datos de temperatura exterior. Comparación	75
IV.12.	Histogramas radiación solar global sobre superficie horizontal	76
IV.13.	Validación radiación solar global sobre superficie horizontal	77
IV.14.	Evolución T^a estancias contiguas	79

IV.15. Potencia media por ciclo vs media por intervalo de ON	79
IV.16. Variación de la potencia media por intervalo de ON	80
IV.17. Validación cargas de climatización	81
IV.18. Circuito eléctrico equivalente simplificado (I)	82
IV.19. Validación modelo de tercer orden. Climatización	82
IV.20. Flujos energéticos. Comparación	83
IV.21. Circuito eléctrico equivalente simplificado (II)	84
IV.22. Validación modelo de segundo orden. Climatización	84
IV.23. Validación modelo de cuarto orden. Acumulador estático	87
IV.24. Validación modelo de tercer orden. Acumulador dinámico	87
IV.25. Validación modelo de tercer orden. Acumulador estático	88
IV.26. Validación modelo de segundo orden. Acumuladores	89
IV.27. Ajuste de parámetros. Sistema I	90
IV.28. Ajuste de parámetros. Sistema II	91
IV.29. Red neuronal (I). Temperatura interior	93
IV.30. Red neuronal (II). Temperatura interior	93
IV.31. Red neuronal. Potencia eléctrica demandada	94
IV.32. Comparación de modelos	95
V.1. Histograma constantes de tiempo	100
V.2. Demanda energética: modificación de orientaciones	101
V.3. Demanda energética: modificación de orientaciones y superficie exterior	102
V.4. Demanda energética: modificación del intervalo escogido	102
V.5. Ejemplo de trayectoria. Sistema elemental	104
V.6. Trayectorias elementales. Método Monte Carlo	105
V.7. Implementación método de discretización	107
V.8. Función de densidad. 100 sistemas elementales	108
V.9. Función de densidad. 1000 sistemas elementales	108
V.10. Función de densidad. 1000 sistemas elementales (II)	109
V.11. Perfil función de densidad. Justificación	109
V.12. Observaciones: introducción de funciones tipo núcleo	110
V.13. Implementación técnicas de alisamiento	112
V.14. Funciones de densidad. Kernel Gaussiano	113
V.15. Funciones de densidad. Kernel Gaussiano. Variación de h	114
V.16. Funciones de densidad. Kernel Triangular	114
V.17. Funciones de densidad. Kernel Triangular. Variación de h	115
V.18. Funciones de densidad. Comparación de <i>kernels</i>	115
V.19. Demanda eléctrica agregada (I)	117
V.20. Demanda eléctrica agregada (II)	118
V.21. Demanda eléctrica agregada (III)	118
V.22. Superposición intervalos de ON	119
V.23. Aleatoriedad comienzo de ON	119
VI.1. Funciones de densidad. Control aleatorio exponencial, $\mu = 5 \text{ min}$	124
VI.2. Demanda agregada. Control aleatorio exponencial, $\mu = 5 \text{ min}$	125
VI.3. Funciones de densidad. Control aleatorio exponencial, $\mu = 3 \text{ min}$	125
VI.4. Demanda agregada. Control aleatorio exponencial, $\mu = 3 \text{ min}$	125
VI.5. Funciones de densidad. Control aleatorio exponencial, $\mu = 7 \text{ min}$	126
VI.6. Demanda agregada. Control aleatorio exponencial, $\mu = 7 \text{ min}$	126
VI.7. Demanda agregada. Control normal, $\mu = 10, \sigma = 2,5 \text{ min}$	127

VI.8.	Demanda agregada. Control normal. Duración variable	128
VI.9.	Demanda agregada. Control normal con parámetros variables	128
VI.10.	Demanda agregada. Control normal con parámetros variables (II)	129
VI.11.	Funciones de densidad. Finalización control aleatorio	130
VI.12.	Evolución funciones de densidad. Control aleatorio	130
VI.13.	El problema del control	132
VI.14.	Metodología del control predictivo	133
VI.15.	Diagrama UML. Implementación del algoritmo de control	136
VI.16.	Datos abril. Demandas parciales	138
VI.17.	Datos abril. Acciones de control	139
VI.18.	Datos abril. Curvas de demanda parcial controladas	140
VI.19.	Datos abril. Demanda agregada. Aplicación acciones de control	141
VI.20.	Datos abril. Demanda acumulada	141
VI.21.	Datos abril. Funciones de densidad	142
VI.22.	Datos abril. Evolución T ^a interior elemental	142
VI.23.	Datos enero. Demandas agregadas. Comparación de resultados	143
VI.24.	Datos enero. Acciones de control	144
VI.25.	Datos enero. Energía acumulada no suministrada	144
VI.26.	Datos enero. Ejemplo demanda agregada parcial controlada	145
VI.27.	Datos enero. Funciones de densidad	145
VI.28.	Datos enero. Ejemplos T ^a interior elementales	146
VI.29.	Datos julio. Demandas agregadas	147
VI.30.	Datos julio. Acciones control (35 % máxima controlable)	147
VI.31.	Datos julio. Energía acumulada (35 % máxima controlable)	148
VI.32.	Datos julio. Evolución funciones de densidad	148
VI.33.	Datos julio. Ejemplo evolución sistema elemental	148
VI.34.	Funciones de densidad sin control: modificación sistemas elementales	149
VI.35.	Funciones de densidad con control: modificación sistemas elementales	149
VI.36.	Acumuladores: 2 períodos de carga a nivel 4	151
VI.37.	Acumuladores: 2 períodos de carga a nivel 5	152
VI.38.	Acumuladores: comportamiento eléctrico	152
A.1.	Circuito eléctrico equivalente. Parámetros	161
A.2.	Circuito eléctrico equivalente simplificado. Parámetros	167
A.3.	Subcircuito eléctrico equivalente. Acumuladores	169
B.1.	Aire acondicionado. Comportamiento eléctrico	180
B.2.	Ensayo [AA.I].(1)	181
B.3.	Ensayo [AA.I].(2)	182
B.4.	Ensayo [AA.I].(3)	183
B.5.	Ensayo [AA.I].(4)	184
B.6.	Ensayo [AA.I].(5)	185
B.7.	Ensayo [AA.I].(6)	186
B.8.	Ensayo [AA.II].(1)	189
B.9.	Ensayo [AA.II].(2)	190
B.10.	Ensayo [AA.II].(3)	191
B.11.	Ensayo [AA.III].(1)	193
B.12.	Ensayo [AA.IV].(1)	195
B.13.	Sistema general: acumulador estático	196
B.14.	Acumulador estático: descripción de componentes	196
B.15.	Ensayo [AE.I].(1)	197

B.16.	Ensayo [AE.I].(2)	198
B.17.	Ensayo [AE.I].(3)	199
B.18.	Ensayo [AE.I].(4)	200
B.19.	Ensayo [AE.II].(1)	202
B.20.	Ensayo [AE.II].(2)	203
B.21.	Ensayo [AE.III].(1)	205
B.22.	Ensayo [AE.III].(2)	206
B.23.	Acumulador dinámico: comportamiento eléctrico	207
B.24.	Ensayo [AD.I].(1)	208
B.25.	Ensayo [AD.I].(2)	209

Índice de tablas

II.1.	Programas de <i>DSM</i> : Ahorro energético	22
IV.1.	Sistema elemental [AA.I]: características generales	78
IV.2.	Sistema elemental [AA.I]: características térmicas	78
IV.3.	Validación energética. Sistema [AA.I]	81
IV.4.	Validación energética. Sistema [AA.I]. Comparación de Modelos (I)	83
IV.5.	Validación energética. Comparación de Modelos (II)	83
IV.6.	Sistema elemental [AE.I]: características generales	85
IV.7.	Sistema elemental [AE.I]: características térmicas	85
IV.8.	Características acumuladores estáticos	86
IV.9.	Características acumuladores dinámicos	86
IV.10.	Ajuste de parámetros. Sistema I	89
IV.11.	Ajuste de parámetros. Sistema II	90
V.1.	Grupos Cuasi-homogéneos. Características Cargas Elementales	100
V.2.	Grupos Cuasi-homogéneos. Constantes de tiempo	100
V.3.	Sistemas elementales. Aleatoriedad de parámetros	106
VI.1.	Aleatoriedad de parámetros. Control Aleatorio	124
VI.2.	Características generales. Polígono residencial	137
A.1.	Características térmicas de materiales	170
B.1.	Sistema elemental [AA.II]: características generales	187
B.2.	Sistema elemental [AA.II]: características térmicas	187
B.3.	Sistema elemental [AA.III]: características generales	192
B.4.	Sistema elemental [AA.III]: características térmicas	192
B.5.	Sistema elemental [AA.IV]: características generales	194
B.6.	Sistema elemental [AA.IV]: características térmicas	194
B.7.	Sistema elemental [AE.III]: características generales	204
B.8.	Sistema elemental [AE.III]: características térmicas	204

CAPÍTULO I

Objetivos y Estructura de la Tesis

El objetivo principal de esta tesis es el desarrollo de nuevas herramientas que permitan obtener y evaluar estrategias de Gestión de Cargas eléctricas residenciales. Con tal fin, se han implementado y validado modelos para simular el comportamiento eléctrico y térmico de cargas individuales; se ha seleccionado una técnica apropiada de agregación de estas cargas con la que estimar su evolución física conjunta; y, por último, se han generado y aplicado sobre estos grupos algoritmos para obtener estrategias de Gestión de Cargas, estudiando el efecto que dichas acciones provocan sobre las cargas desde dos puntos de vista: cliente —cambios en los patrones de consumo, en los servicios obtenidos ...— y empresa eléctrica —modificación del perfil de demanda, optimización de recursos ...—.

La justificación de centrar el estudio en cargas eléctricas residenciales radica en la importancia que este sector ha adquirido a nivel de demanda global, con una cuota media del 25 %, así como en el importante crecimiento experimentado en estos últimos años y las expectativas a corto plazo. Además, tradicionalmente se han encontrado mayores dificultades para predecir los consumos de clientes residenciales, debido a la componente de subjetividad que posee su demanda, por lo que resulta de interés contar con herramientas que ayuden a gestionar estas cargas de manera eficiente. A este interés, se superpone la evolución que está sufriendo actualmente el mercado eléctrico, tendiendo a situar a los usuarios como elementos activos, por lo que este tipo de programas podrían, en principio, ser implementados tanto desde el lado del suministro —compañía eléctrica— como desde la demanda —mediante ofertas de los propios consumidores—.

I.1. Motivación y Actuaciones

El grupo *Análisis y desarrollo de sistemas de energía eléctrica* perteneciente al departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Cartagena posee en el campo de la Gestión de la Demanda una de sus principales líneas de actuación. En concreto, desde 1994 viene participando, junto con otros grupos, en proyectos de investigación directamente vinculados a esta temática, tanto a nivel europeo —*SAVE II, DG XVII*— como a nivel nacional —uno de ellos en vigencia actualmente, *DPI 2001-2779-C02-01*—. Este es el entorno de trabajo en el que se ha ido desarrollando esta tesis, cuyo recorrido cronológico se recoge en los párrafos siguientes.

Como complemento a una tesis que estaba desarrollándose entorno a la caracterización de las curvas de demanda residenciales, con el propósito de identificar la presencia de los diferentes tipos de cargas a bajos niveles de agregación, se creyó conveniente emprender un estudio paralelo de desarrollo de estrategias de control directo de cargas, de forma que los resultados obtenidos acerca de la composición de la demanda pudiesen ser empleados como variables de entrada al proceso, permitiendo conocer a priori el porcentaje de demanda debida a equipos susceptibles de ser controlados. Principalmente, nuestro interés se centraba en tener una estimación de la presencia de cargas de aire acondicionado y bombas de calor en cada período de tiempo, equipos sobre los que poder aplicar y evaluar posteriormente las estrategias de control. Inicialmente, se realizó una revisión literaria de lo más relevante publicado sobre este tema, completándose este período con una estancia en la Universidad de Coimbra, bajo la dirección del profesor A. Martins, dentro del marco de un proyecto europeo —*SAVE II*—.

El desarrollo e implementación de estas estrategias de control motivó posteriormente un interés por conocer el efecto que dichas acciones provocarían, tanto a nivel de cliente —modificación de la temperatura interna de las estancias— como a nivel eléctrico —cambios en el perfil de demanda de los equipos y en la energía eléctrica global demandada—. Así, emprendimos el desarrollo y mejora de modelos elementales de carga previamente planteados por otros autores con los que simular, a nivel de sistema individual, la evolución térmica de las estancias acondicionadas y la curva de demanda asociada a los equipos. Igualmente, ampliamos el análisis de cargas de uso final con la modelización de acumuladores de calor, a lo cual contribuyó la cesión desinteresada por parte de la empresa *Gabarrón-Elnur* de algunos equipos. El objetivo era, pues, desarrollar un modelo que permitiese, con un nivel de exactitud suficiente, estimar la evolución térmica de los sistemas y el comportamiento eléctrico de los equipos, en el caso de un funcionamiento *natural* y también cuando su curva de demanda se viese alterada por acciones externas de control. Evidentemente, realizamos la búsqueda bibliográfica pertinente antes de proceder al desarrollo del modelo propiamente dicho. Para la etapa de evaluación de los modelos, se realizaron un amplio conjunto de ensayos sobre diferentes sistemas elementales y con distintas cargas. La adquisición de estos datos se realizó a través de un *software* desarrollado en el seno del departamento, y que, dada su flexibilidad, nos permitía captar tanto las variables térmicas como las eléctricas —tensión, intensidad— con un nivel de detalle suficiente.

Una vez que contamos con modelos elementales capaces de satisfacer los objetivos inicialmente fijados, permitiéndonos analizar a nivel individual el comportamiento de los sistemas, nos parecía necesario conocer cuál sería el comportamiento a nivel agregado de estas cargas, ya que las estrategias de control adquieren su sentido cuan-

do se aplican sobre un conjunto de cargas elementales, y no de forma individualizada. Para abordar con mayor entidad esta problemática se contó con la colaboración del departamento de Matemática Aplicada y Estadística de la Universidad Politécnica de Cartagena, personalizado en el profesor M. Kessler. Comenzamos así una andadura conjunta bajo una doble perspectiva: abordar el problema de la agregación desde un punto de vista estrictamente matemático y, por otro lado, interpretar las acciones y resultados obtenidos desde una visión práctica, aplicada a esta problemática concreta, que nos permitiera dilucidar con mayor facilidad si las hipótesis asumidas en cada momento carecían o no de validez.

Por último, el trabajo lo enfocamos hacia la unión de cada una de las partes desarrolladas, en una labor de *ensamblaje* de manera que las variables de salida de una etapa constituyeran la entrada de la siguiente. Así, las acciones de control pertenecientes a una estrategia concreta son aplicadas sobre los sistemas individuales, determinándose posteriormente el comportamiento agregado del conjunto, y evaluándose la conveniencia —o no— de dicha estrategia. Igualmente, para las cargas de acumulación de calor se realizaron análisis de viabilidad a fin de estudiar posibles cambios en los períodos de carga de los equipos, así como modificaciones en la capacidad de acumulación energética de los mismos.

I.2. Estructura de la Tesis

Se recoge a continuación la estructura que finalmente se ha adoptado en esta tesis, agrupándose los capítulos en diferentes partes según la temática abordada en cada uno de ellos. Tal y como puede apreciarse, el orden de presentación de estos capítulos no coincide con el desarrollo cronológico del trabajo realizado —véase el resumen del apartado anterior—. Esta discrepancia se debe a un intento por facilitar al lector el seguimiento de la problemática aquí abordada, trazando una línea de exposición que, a nuestro juicio, mejora la comprensión del texto.

Parte I. Introducción y estado del arte. Comprende los capítulos II y III. El primero de ellos recoge una visión general de la Gestión de la Demanda y su relación a lo largo de los años con distintos ámbitos del sector eléctrico —generación, transporte y distribución, planificación . . .—, presentando las tendencias futuras y la influencia ejercida actualmente por los cambios que está viviendo el sector. En cuanto al segundo —capítulo III—, muestra una revisión literaria, estado del arte, de los modelos elementales de carga, técnicas de agregación y estrategias de control más relevantes publicados a lo largo de las últimas dos décadas y vinculados directamente con la Gestión de Cargas.

Los objetivos principales perseguidos en estos dos capítulos son, por un lado, introducir la problemática de la Gestión de la Demanda y definir sus conceptos más importantes, y por el otro, presentar la evolución en el modelado y agregación de cargas elementales y en el desarrollo de acciones dentro del ámbito de la Gestión de Cargas. Con todo esto, se pretende ofrecer al lector una visión de conjunto desde la que abordar, con suficiente criterio, las propuestas presentadas en esta tesis.

Parte II. Modelos elementales y agregación. Los capítulos IV y V conforman esta segunda parte, dedicada al modelado y simulación tanto de sistemas elementales como de grupos de cargas. Así, en el capítulo IV se presenta detalladamente el proceso de modelado de sistemas elementales —distinguiendo

entre cargas de climatización y de acumulación—, su implementación, proceso de validación, así como las simplificaciones propuestas en función de datos reales medidos en condiciones normales de trabajo. El capítulo V está dedicado a la etapa de agregación de sistemas elementales. En él se presentan las metodologías aplicadas y los resultados obtenidos con ellas, seleccionando aquélla que mejor se adecua al problema estudiado. Por último, se recogen una serie de consideraciones derivadas de las curvas de demanda agregada, con las que se completa el estudio de agregación de cargas.

Los objetivos a cubrir en esta parte engloban el desarrollo e implementación de modelos elementales de cargas, su validación, posibles simplificaciones, y el estudio de las mejoras introducidas con respecto a los modelos anteriormente publicados. Indicar también que, ya que la radiación solar ha sido considerada como variable de entrada, creímos adecuado incluir en los objetivos la implementación de un módulo que permitiese el cálculo de estos valores en el caso de no tener un acceso directo a los mismos. Respecto al problema de agregación, el interés se centraba en la elección de una metodología adecuada para obtener el comportamiento global de un grupo de cargas, partiendo de la evolución de un conjunto de sistemas individuales y permitiendo introducir, de manera sencilla, un nivel de aleatoriedad suficiente en los parámetros asociados a cada sistema elemental.

Parte III. Estrategias de Gestión de Cargas. Esta parte queda enteramente recogida en el capítulo VI, distinguiendo entre cargas de climatización y cargas de acumulación. En ambos casos, el interés se centra en las posibilidades que ofrecen estas cargas de modificar sus patrones de consumo, debido al desfase temporal entre la demanda de energía eléctrica y el servicio que el cliente obtiene de ésta, provocado por la inercia térmica de los sistema. Evidentemente, el tratamiento no puede ser el mismo para los dos tipos de cargas, ya que su comportamiento eléctrico y sus perfiles de demanda son diferentes. Así, las cargas de acumulación presentan períodos de carga claramente definidos, con un comportamiento eléctrico muy *rígido*; mientras que la demanda eléctrica en los equipos de climatización es mucho más *anárquica*, no está restringida a un intervalo de tiempo concreto y tiene una dependencia más directa de las variables térmicas del sistema para cada instante de tiempo.

Para las cargas de climatización, el objetivo principal era la búsqueda, desarrollo e implementación de algoritmos que modificasen los ciclos de trabajo de los equipos. La idea era, partiendo de un perfil de demanda deseado —perfil objetivo—, encontrar la estrategia de control que, aplicada sobre estas cargas, permitiese minimizar las diferencias entre la curva fijada inicialmente y la demanda resultante al controlar dichas cargas. Para el caso de acumuladores de calor, el interés estaba centrado en el estudio de las modificaciones que pudiesen introducirse en los períodos de carga —en función del perfil de las curvas de demanda agregada— y en la capacidad de acumulación de los equipos. En ambos casos, el estudio se completaba con la aplicación de estas acciones sobre los modelos elementales, obteniendo posteriormente el comportamiento agregado del conjunto. Por lo tanto, la herramienta finalmente desarrollada permitiría la evaluación de técnicas de Gestión de Cargas, pudiendo simular tanto el comportamiento *natural* de éstas como su evolución bajo control.

Parte IV. Apéndices. Como complemento al capítulo dedicado a modelos elementales —capítulo IV— se ha estimado conveniente incluir dos apéndices, uno de ellos dedicado a la obtención detallada de las matrices de espacios de estado, con un ejemplo práctico desarrollado en base a uno de los sistemas elementales sobre los que se realizaron ensayos —ver apéndice A—, y otro enfocado hacia una validación lo más completa posible de los modelos elementales desarrollados —ver apéndice B—. En este último apéndice se recoge una descripción detallada, tanto analítica como gráficamente, de la mayoría de ensayos realizados, mostrando los valores medidos y los resultados obtenidos en los procesos de simulación.

CAPÍTULO II

La Gestión de la Demanda en el Sector Eléctrico

Este capítulo presenta, de forma resumida, la evolución de la Gestión de la Demanda y su influencia en el sector eléctrico desde diferentes puntos de vista. Así, primeramente se describe el origen y desarrollo de este tipo de acciones en los ámbitos de la generación, transporte y distribución de energía eléctrica; analizando los factores que motivaron su aparición y aplicación e introduciendo la terminología básica conforme a su desarrollo histórico. Igualmente, se incide en la integración de estas acciones y la automatización distribuida, favorecida por la presencia de sistemas de comunicación empresa-cliente dentro de programas de Gestión de la Demanda, lo cual generaba un solapamiento de intenciones y potenciaba la integración de ambos campos. Esta visión de la Gestión de la Demanda queda completada con un estudio de su influencia en los procesos de planificación de las compañías eléctricas, analizando la incorporación paulatina de este tipo de acciones y la aparición de nuevos planteamientos donde éstas eran explícitamente consideradas como parte activa de las soluciones.

Una vez introducida la Gestión de la Demanda, analizando su relación con las distintas actividades del sector eléctrico, se realiza un estudio sobre los programas que, a lo largo de los años, han sido desarrollados e implementados. Así, en función de los objetivos perseguidos, se recoge una clasificación de los diferentes programas de acuerdo a su idoneidad para alcanzar uno u otro fin, indicándose el sector en el que, preferentemente, se ha implementado cada uno de ellos —residencial, industrial, comercial, servicios—. Para conocer el grado de alcance de los objetivos prefijados en cada programa, es necesario un correcto proceso de evaluación, por lo que las principales técnicas utilizadas se han recogido en otro apartado.

Por último, se analiza el presente y futuro de la Gestión de la Demanda, teniendo en cuenta los cambios que actualmente está sufriendo el mercado eléctrico, así como la incorporación del consumidor como parte cada vez más activa dentro de este sector.

II.1. Introducción

II.1.1. Orígenes de la Gestión de la Demanda

Tradicionalmente, las empresas del sector eléctrico han tenido como uno de sus objetivos principales satisfacer, de la forma más rentable posible, la demanda de energía eléctrica de sus clientes, [Bha89]. Esta búsqueda constante hacia una mayor rentabilidad, al tiempo que se mantienen unos niveles mínimos de fiabilidad, seguridad y calidad de suministro, conduce a afirmar que las acciones por parte de la empresa eléctrica para influir sobre el consumo de sus clientes han sido, desde siempre, una parte integral del negocio eléctrico, [Rab88b]. No obstante, estas acciones han ido evolucionando a lo largo de los años, en concordancia con los cambios socio-políticos que han tenido lugar y con los avances tecnológicos que han acompañado al sector. Así, a principios de siglo se promocionó el consumo eléctrico durante el día, ya que la demanda se centraba principalmente en las horas nocturnas, al ser la iluminación su principal uso. Posteriormente, el consumo fue aumentando y los picos de demanda comenzaron a desplazarse hacia el período diurno, con lo que se intentó fomentar el consumo nocturno ofertando nuevas aplicaciones, como por ejemplo los termos eléctricos para el almacenamiento de agua caliente. Unido a la incorporación de estos equipos, emerge entonces un nuevo concepto del consumo eléctrico: la posibilidad de establecer en algunas cargas un cierto desfase temporal entre el periodo en el que se demanda la energía eléctrica y en el que se hace uso de ésta. A mediados de siglo, y con el sector eléctrico como monopolio regulado en la mayoría de países, aparecen en Francia las primeras tarifaciones basadas en los costes marginales. Éstas comenzaron a aplicarse en 1957 sobre clientes de media y alta tensión, extendiéndose en 1965 a los clientes en baja tensión. Su estructura se intentó que fuese lo menos compleja posible, limitando también los costes de instalación y medida. Así, se definieron cinco períodos —tres por día en invierno y dos en verano— para los clientes de media y alta tensión, y dos períodos por día para los clientes de baja tensión. La aplicación de esta política de precios estaba estrechamente unida a la posibilidad, comentada anteriormente, que existía de desplazar algunos consumos desde horas de mayor coste a horas de coste más económico, [Les88].

Es, sin embargo, durante la década de los 70 y principio de los 80 cuando comienzan a desarrollarse una gran cantidad de programas, sobre todo en Estados Unidos, destinados a la modificación de los patrones de consumo de los clientes. La explicación a este fenómeno es necesario buscarla en la inestabilidad que reinaba en el sector energético en esos años. La crisis del petróleo y la época de recesión había generado gran incertidumbre sobre las curvas de crecimiento de la demanda, provocando aumentos de precio no deseados y recelos en las compañías para afrontar inversiones futuras en generación. En este escenario, los mecanismos para modificar las tendencias de los consumidores emergieron como una posible vía para mejorar el aprovechamiento de los recursos y, al mismo tiempo, disminuir la dependencia de fuentes energéticas primarias pertenecientes a otros países. La mayoría de los esfuerzos que se realizaron en esta época para la incorporación y desarrollo de estos programas tenían su origen en presiones políticas sobre el sector eléctrico, el cual seguía desarrollándose en un entorno regulado. Así, dentro del paquete de medidas políticas adoptadas cabe reseñar la aprobación de la PURPA —*Public Utility Regulatory Policies Act*— en 1978, con el fin principal de promover el uso de recursos energéticos alternativos. Se definieron así los llamados *productores de pequeña potencia*, los cuales poseían una capacidad menor de 80 MW, utilizando energías

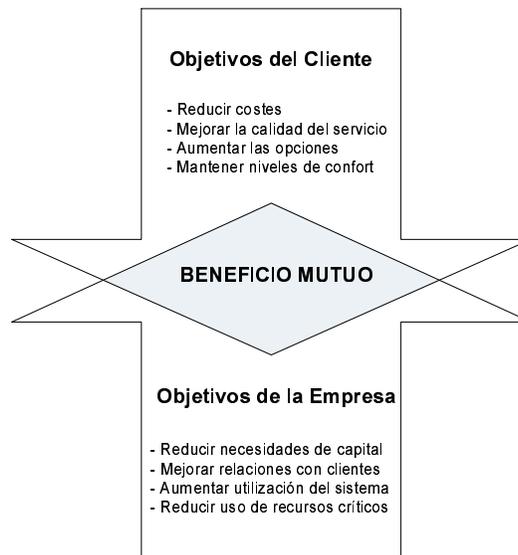


Figura II.1: DSM: Búsqueda de mutuo beneficio Empresa-Cliente

renovables en al menos el 75 % de su producción. Al amparo de la citada normativa se garantizaba que la energía producida por estos pequeños productores sería adquirida por las empresas eléctricas, en base a los costes de producción que tendrían estas últimas si hubiesen generado la citada energía —*utility avoided costs*—. Los precios disminuyeron rápidamente después de la introducción de la PURPA, debido en parte al aumento de competencia que surgió dentro del sector de la generación y que anteriormente no había existido, [Kne00].

Es también estos años cuando emerge todo un glosario de términos con el fin de definir de forma clara las acciones que se estaban desarrollando. Así, el concepto Gestión de Cargas —*Load Management, LM*— se definió como el control deliberado de las cargas de los clientes o la influencia sobre éstos, con el fin de desplazar en tiempo y cantidad el empleo de la energía eléctrica, [Gel81]. No obstante, es habitual encontrar entre las publicaciones de inicios de los 80 aclaraciones en torno al significado con el que se introduce este concepto. En [Dav83a] se definen explícitamente, con el fin de evitar confusiones según el propio autor, Gestión de Cargas de la Empresa —*Utility Load Management*— y Gestión de Cargas del Cliente —*Customer Load Management*—, según quién realice el control de cargas para el uso eficiente de sus propios recursos. Igualmente, en [Cha86] se hace notar que con el término *Load Management* se incluyen dos tipos de programas: Control Directo de Cargas por parte de la empresa, y Tarifas de Interrumpibilidad. Posteriormente apareció el concepto de Gestión de la Demanda —*Demand-Side Management, DSM*— propiamente dicho, definido como la planificación e implementación de actividades de la empresa eléctrica dirigidas a influenciar los patrones de consumo de los clientes, con el fin de aumentar su satisfacción y producir los cambios deseados en la forma de la curva de demanda del sistema, [Gel85]. Este concepto englobaba al anterior como una de sus posibles actividades. La figura II.1 recoge de modo gráfico la definición aquí expuesta, [Lim85].

El concepto de *DSM*, en virtud de su definición, puede describirse tanto desde un punto de vista estrictamente técnico como desde una visión económica. El primero hace referencia a las modificaciones técnicas que la implantación de programas de *DSM* provoca en los sistemas de energía —modificación de la curva de demanda—;

mientras que el segundo está asociado a su impacto sobre la asignación de recursos energéticos a utilizar: un kWh adicional puede obtenerse mediante el aumento de la capacidad de producción, o bien reduciendo la demanda previa aplicando programas de *DSM*, [Nil94].

Es relativamente habitual asociar la década de los 70 con la incorporación y nacimiento de la gestión de la demanda como parte activa de las empresas eléctricas. No obstante, puede afirmarse que esta actividad, aún sin tener una definición explícita, ya había tenido presencia a lo largo de la historia del sector eléctrico.

II.1.2. Aplicación a Sistemas de Transmisión y Distribución

Los primeros programas de *DSM* propiamente dichos perseguían como objetivo principal la disminución del consumo de energías primarias y la optimización de la capacidad del sistema eléctrico a nivel de generación, olvidando las consecuencias que tuviese la implantación de estas acciones sobre el sistema de distribución y transporte. Esta visión inicial era consecuencia lógica de la situación energética del momento, tal y como se comentó en el apartado anterior. Sin embargo, este entorno evolucionó posteriormente, alcanzándose niveles de precios incluso inferiores, en términos reales, a los que se tenían antes del período de crisis energética. Se llegó, pues, a un escenario en el que se contaba con una capacidad de generación adecuada, y en el que los gastos en transmisión y distribución de las empresas eléctricas estaban aumentando con respecto a los gastos en generación, debido, en parte, a la incursión en este sector de los productores de pequeña potencia, los cuales actuaron como elemento diluyente de las inversiones globales en generación. Esta nueva situación trajo consigo que las empresas eléctricas vieran en los programas de *DSM* no sólo un posible recurso desde el punto de vista de la generación, sino también una herramienta para explotar de forma más rentable sus redes de transmisión y distribución. Téngase en cuenta que modificaciones en la curva de demanda de los clientes provocan a su vez cambios en el uso de la red y en las pérdidas asociadas a ésta, las cuales suponen aproximadamente el 90 % de las pérdidas totales del sistema. Además, el 80 % de los problemas de suministro se deben a fallos en las líneas de distribución y transporte, [Yau90].

Para implementar, pues, cualquier tipo de acción era necesario que fuese económicamente justificable ya no sólo desde el punto de vista de la generación, sino también desde la perspectiva del transporte y distribución. Comienzan entonces a aparecer estudios para analizar las repercusiones del *DSM* tanto en la generación como en el diseño y operación de cada elemento del sistema, considerando los cambios en las necesidades de capacidad térmica de transformadores y cables subterráneos, en las pérdidas de las líneas de transporte y distribución, y los costes de implementación de estos programas, [Dav83b, Wil84]. La mayoría de ellos concluían afirmando que era posible obtener beneficios significativos procedentes de los programas de *DSM*, aunque su evaluación cuantitativa fuese difícil, debido a que los resultados estaban fuertemente ligados a las características de cada sistema y al tipo de planificación empleada. Se inicia entonces un proceso para la integración de estos programas dentro de la planificación de los sistemas de transporte y distribución, con el fin de poder comparar los diferentes gastos asociados a éstos según el tipo de acción implementada. El diagrama de la figura II.2 muestra cada una de las etapas en las que quedaba estructurada la planificación del sistema, [Yau90].

En cuanto a las repercusiones del *DSM* sobre los costes operacionales, indicar que inicialmente éstas se consideraron despreciables, o bien se emplearon técnicas

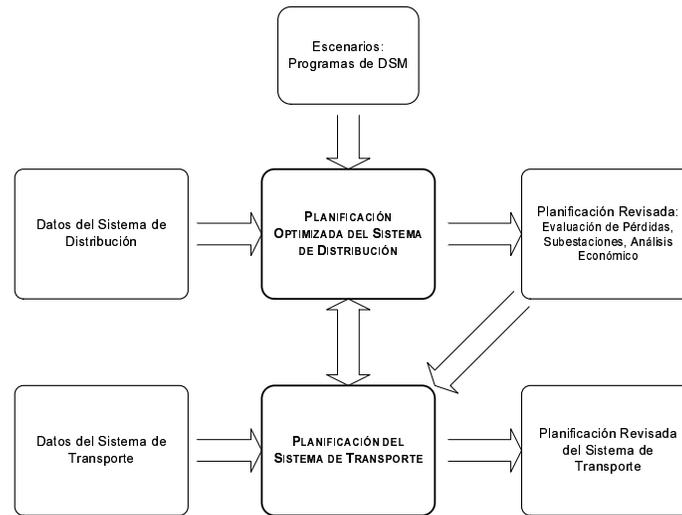


Figura II.2: Integración del DSM en la planificación de las redes de transporte y distribución

inapropiadas para su determinación. Posteriormente se propusieron metodologías más fiables; así, algunos autores defendían calcular la diferencia entre los valores cuadráticos de demanda aplicando *DSM* y sin aplicarlo para cada hora analizada —teniendo en cuenta la proporcionalidad entre las pérdidas y el cuadrado del valor eficaz de la intensidad— y no utilizar un valor medio a lo largo del todo el período, [Gus89]. Esto se debe a que se podía incurrir en errores de elección de programas de *DSM*, al existir soluciones en las que se disminuyen notablemente estas pérdidas medias a costa de incurrir en picos de demanda mayores de los que inicialmente sufría el sistema, ya que la demanda total y la parte de demanda sobre la que se aplicaban las acciones de control van evolucionando a lo largo del tiempo, y no necesariamente en la misma proporción. El *DSM* había, pues, ampliado su ámbito de aplicación, no se consideraba ya sólo como una alternativa a nivel de generación, sino también como una posibilidad de mejorar el rendimiento de las redes, a tener en cuenta durante la etapa de planificación de éstas.

II.1.3. Gestión de la Demanda y Automatización en la Distribución

A finales de la década de los 80 e inicios de los 90, el entorno del negocio eléctrico y el propio mercado generan una tendencia de las empresas del sector hacia la automatización de la distribución —*Distribution Automation, DA*—, [oD88]. Son años en los que comienzan a implantarse regulaciones medioambientales, se sigue exigiendo a las empresas una calidad de suministro que asegure la satisfacción de los clientes y, al mismo tiempo, éstos demandan un cambio en los servicios energéticos que reciben: no son ya sólo meros compradores de electricidad, sino que empiezan a plantearse si el precio que pagan está acorde con el valor del servicio recibido, [Cha91]. Teniendo en cuenta que algunos de los programas de *DSM* ya implantados proporcionaban una comunicación empresa-cliente, se planteó entonces la integración del *DA* y el *DSM*, apareciendo este último como una de las áreas de aplicación del primero y utilizándose canales de comunicación bidireccionales o unidireccionales en función del objetivo de *DA* que se deseara cubrir —notificaciones a clientes de cortes de suministro, conexión y desconexión remota de bancos de condensadores, ...—. El principal problema con el que se encontraron las empresas para implementar estos

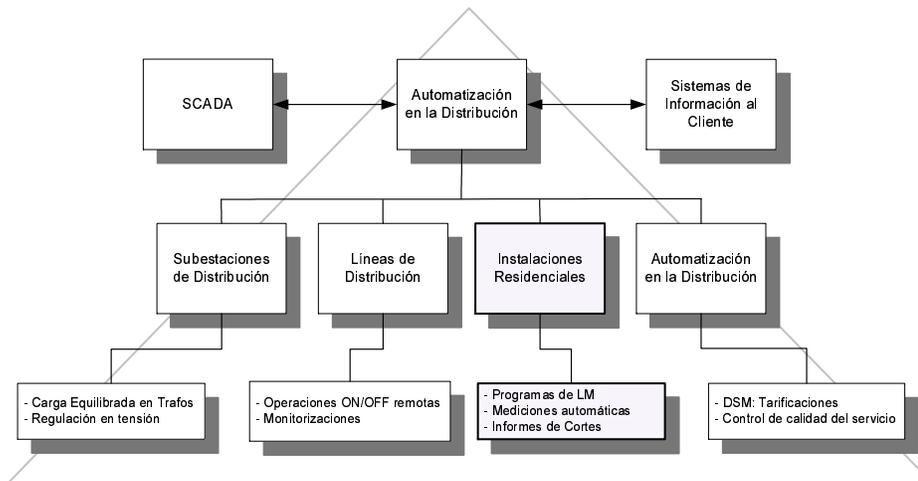


Figura II.3: Áreas de aplicación de la Automatización en la Distribución

sistemas integrados DA/DSM eran las limitaciones de tipo tecnológico asociadas con la comunicación, las cuales impedían conseguir la capacidad de adquisición de datos requerida. Se desarrollaron tecnologías alternativas de radio bidireccionales —*NETCOMM*, *GENESIS*—, pero también ofrecían problemas al implementarlas a gran escala. Por tal motivo, estos sistemas no tuvieron la repercusión esperada, al existir incompatibilidades entre los requerimientos de las empresas y las características que realmente ofrecían. Una de las soluciones por las que se optó se basaba en modificar los sistemas SCADA —*Supervisory Control And Data Acquisition*— e incorporarles funciones propias del DA y del DSM. La figura II.3 recoge las principales áreas de aplicación del DA, [Gar95].

En cuanto a la clasificación de acciones, se distinguió entre automatización primaria y secundaria. La primera englobaba acciones implementadas en las líneas de distribución y en el primario de los transformadores, mientras que la automatización secundaria estaba asociada a funciones de medición automática de demanda, seguimiento de cargas de uso final y detección de faltas. Estas últimas no se aplicaron hasta mediados de la década de los 90, cuando comenzaron a instalarse en clientes de media y alta tensión. Al poder monitorizar estos consumos individuales, apareció un tipo de contrato en el que se establecía el precio a partir del perfil estimado de demanda, aplicándoles penalizaciones en caso de que su carga real no se ajustase a la prevista, [Smi94].

II.2. Gestión de la Demanda y Planificación

II.2.1. Antecedentes: Planificación Tradicional

Tomando como ejemplo el sector eléctrico estadounidense, éste ya había atravesado por dos períodos energéticos claramente diferenciados hasta la década de los 70. El primero de ellos corresponde con los comienzos del sector eléctrico, desde finales del XIX hasta principios del XX, y está caracterizado por la aparición de las primeras compañías, las cuales abarcaban generación, transporte y distribución para resultar más competitivas. En esos años, las aplicaciones de la electricidad se multiplican y el negocio eléctrico emerge como una posibilidad innovadora de obtención de beneficios a través de la comercialización de un nuevo servicio. Es una época de

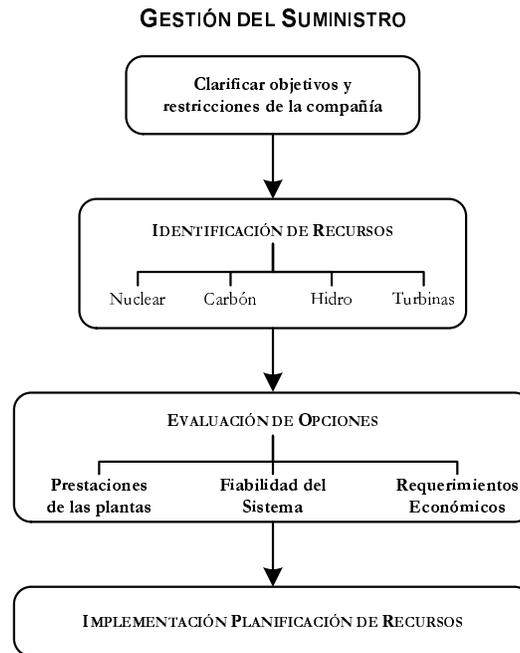


Figura II.4: Planificación tradicional

mercado des-regulado, en la que comenzaban las intervenciones gubernamentales en otros sectores tales como el bancario o el ferroviario.

A comienzos del siglo XX, en plena expansión de la electricidad, empiezan a surgir conflictos entre diferentes estados que ponen en evidencia las lagunas que tenía el sistema jurídico en ese momento. Igualmente, las zonas rurales sufren serios problemas para ser electrificadas, ya que no resultan económicamente rentables para las compañías. Esta situación deriva en una intervención estatal, la cual es aclamada por la mayoría de la sociedad que ve en ésta una solución a los excesos de poder de la industria eléctrica. Así, en los años 30, se aprueba la *Federal Power Act* (FPA 1935) que regulaba los intercambios energéticos entre estados y la *Public Utility Holding Company Act* (PUHCA 1935) destinada a dispersar el control que las compañías eléctricas, bajo *holdings*, habían adquirido a lo largo del país, se financia la electrificación de las zonas rurales y comienza el denominado segundo período energético, caracterizado por la regulación del sector. Dentro de este entorno, las compañías actúan en regímenes de monopolios protegidos, con una fuerte cultura de servicio hacia todos los clientes: éstos tenían el derecho de comprar electricidad y las compañías la obligación de vendérsela.

La planificación en esta época se basaba en un crecimiento estable de la demanda, cuyas previsiones podían reflejarse simplemente trazando una línea recta y considerando una duplicación de consumos en cada década del horizonte considerado, [Gel98]. Para satisfacer esta demanda prevista, las compañías seleccionaban la combinación de recursos más económicamente rentable, al tiempo que se consideraban aspectos relativos a la fiabilidad de las plantas, u opiniones de los propios inversores. Este tipo de planificación es conocida como *Planificación tradicional* o *Gestión del lado del suministro*. En ella, los clientes son elementos pasivos y sólo aparecen como parte representativa de la demanda presente y futura, [Smi89].

Indicar a modo de complemento que, en países como Canadá, se estuvieron empleando métodos determinísticos para calcular la reserva de capacidad que asegurase el buen funcionamiento del sistema, y no fue hasta 1977-79 cuando la mayoría de

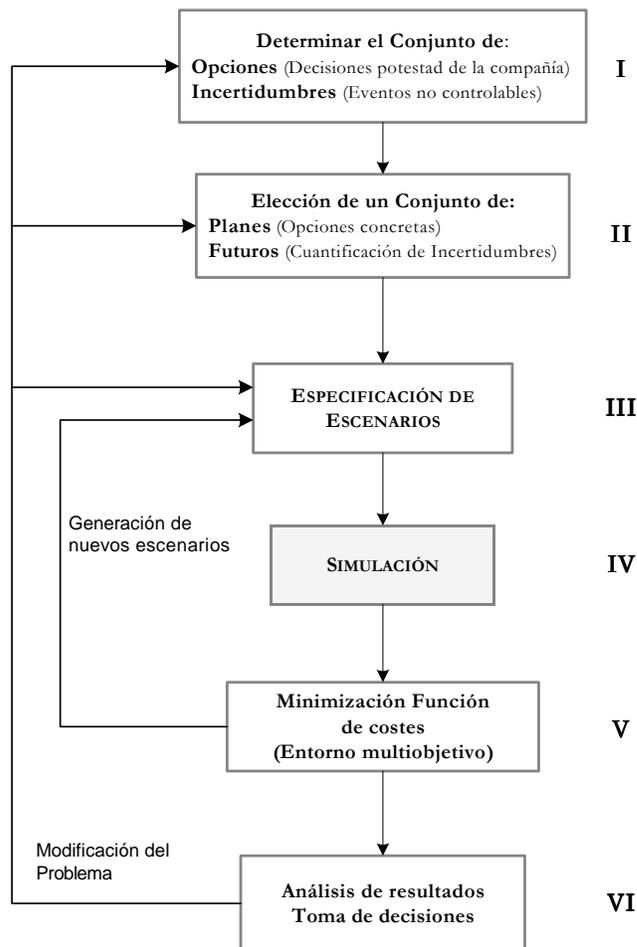


Figura II.5: Planificación de costes mínimos

empresas implantaron técnicas probabilísticas para realizar estos cálculos, [Bil88].

II.2.2. Integración de la Gestión de la Demanda en la Planificación

La década de los 70 y comienzos de los 80 fue un período de crisis energética, altas inflaciones e incertidumbres. Las autoridades se mostraron reacias a la construcción de nuevas plantas e impulsaron, tal como se comentó anteriormente, la Gestión de la Demanda —*Demand-side managment*— como una alternativa frente los recursos del lado del suministro —*Supply-side resources*—. La planificación de las compañías sufrió importantes modificaciones, y vocablos como efectividad de costes, capacidad equivalente o fiabilidad cobraron un nuevo significado. Así, en 1979 aparece el término planificación de costes mínimos —*Least-cost planning, LCP*—. Con él se definía un proceso global de evaluación conjunta y selección de recursos, del lado del suministro y de la demanda, que minimizase costes dentro de un marco multiobjetivo —cliente, inversores, sociedad—, y aunque históricamente las compañías habían basado siempre sus planificaciones en la minimización de costes, el *LCP* venía a enfatizar el significado más amplio que en ese momento había adquirido este proceso. La figura II.5 recoge las principales etapas que constituyen la planificación de costes mínimos, [Sch89]

La planificación de recursos integrados —*Integrated Resource Planning, IRP*—, definida como el proceso para seleccionar la combinación óptima de recursos del la-

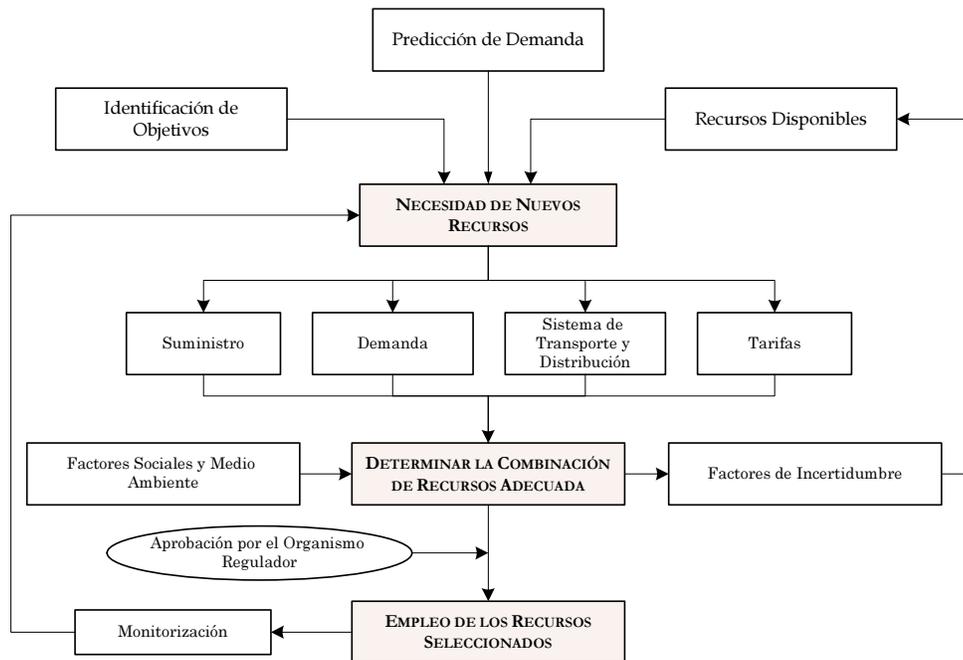


Figura II.6: Planificación de recursos integrados

do del suministro y de la demanda que satisfaga las necesidades energéticas de un determinado grupo de clientes, es otro de los términos que emergen durante estos años. En virtud de su definición, algunos autores han empleado éste y el anterior de forma indistinta, [Bha89], ya que esa *combinación óptima* de recursos había sido típicamente asociada a una *combinación de costes mínimos*. Sin embargo, otros autores los han analizado por separado, situando la planificación de costes mínimos como una de las opciones posibles dentro de la planificación de recursos integrados. Publicaciones posteriores pondrían de manifiesto las imperfecciones de una planificación de recursos integrados basada sólo en los costes mínimos, ya que en ellas se consideraban las predicciones de ventas de energía independientes del tipo de programa de *DSM* que se aplicase y, por tanto, el beneficio se maximizaba con sólo minimizar costes —planteamiento heredado de la planificación tradicional—. Sin embargo, dichas ventas sí podían sufrir modificaciones bajo la implementación de acciones sobre los consumidores, por lo que se propuso entonces una planificación de recursos integrados basada en maximizar el beneficio neto, de forma que se tuviese en cuenta las modificaciones en la demanda tanto de los clientes participantes como de los no-participantes en programas de *DSM*, [Hob93]. La figura II.6 muestra de forma esquemática las actividades que engloba la planificación de recursos integrados (*IRP*), [Hir90].

A la hora de evaluar los recursos del lado del suministro y de la demanda, era necesario que ambos grupos compitieran a un mismo nivel. Sin embargo, de acuerdo con el sistema de fijación de precios utilizado, los ingresos de las compañías aumentaban cuando lo hacían sus ventas. Como la mayoría de programas de *DSM* reducían los niveles de consumo, ésto provocaba un descenso en los beneficios esperados y, por tanto, una actitud reacia de las compañías a implementar estos programas. Surgieron, pues, diferentes propuestas con la finalidad común de hacer económicamente más atractiva la planificación de recursos integrados. Así, se promovieron ayudas para sufragar los gastos de desarrollo e implementación de programas y, además,

las compañías percibirían recompensas económicas en base al porcentaje de ahorro energético neto resultante de estas actividades.

La preocupación por el medio ambiente fue un tema que emergió también a principios de los 70 con la aprobación de la llamada *Clean Air Act, CAA*, en 1970, a la cual le siguieron dos enmiendas, una de 1977 y otra de 1990. Estas directrices políticas influenciaron notablemente en la planificación de las compañías y en el desarrollo de las tecnologías a emplear en generación. Así, las compañías estaban obligadas a mantener todas sus emisiones por debajo de unos límites establecidos, lo cual obligaba a considerar simultáneamente la posibilidad de construir nuevas plantas y disminuir las emisiones de las plantas existentes. Surgieron entonces una variedad de procesos de control de emisiones, los cuales era necesario alimentar y se tradujeron, pues, en una demanda energética adicional que podía oscilar desde varios cientos a varios miles de kW, [Ali94].

II.2.3. Evolución de la Planificación

A finales de la década de los 80, en países como Estados Unidos, se cuestionaba la conveniencia de que las empresas eléctricas siguiesen operando como monopolios protegidos. Esta situación condujo posteriormente al sector eléctrico hacia un proceso de des-regulación y competencia entre las compañías, con el fin de alcanzar una eficiencia económica mayor. En este entorno, la planificación de recursos integrados sufre modificaciones con la incorporación del llamado valor de servicio (*Value-of-service*), el cual tiene en cuenta el valor adicional que cada cliente le asigna al suministro eléctrico y que va más allá de sus características técnicas. Por ejemplo, los consumidores residenciales normalmente anteponen el confort a la fiabilidad, que sí aparece como propiedad fundamental en el sector industrial. Con el término *Integrated value-based planning* (IVP) se definía esta nueva visión de la planificación, en la cual las compañías podían ofertar suministros energéticos con distintos grados de calidad en función de la utilización que el cliente hiciese de ésta. La idea era que cada empresa ofreciese servicios eléctricos diferenciados, de forma que se cubriese un amplio espectro de opciones, tal y como ya sucedía en otros sectores en los que existía competencia. Por lo tanto, la IVP era definida como el proceso para identificar la combinación de recursos del suministro y de la demanda que maximizaba el valor neto cliente-compañía. La figura II.7 representa el proceso de IVP, [Smi89].

Es, sin embargo, durante la década de los 90 cuando el sector eléctrico entra definitivamente en una etapa de des-regulación y aumento de competencia. Las empresas de transporte y distribución realizan esfuerzos para modernizar sus servicios energéticos como parte de la estrategia para mantener clientes; mientras, el factor de carga —*load factor*—, definido como la relación entre la demanda media y el valor de pico, continúa situado en valores demasiado bajos, lo cual implicaba una infra-utilización del sistema. En este entorno de cada vez mayor competencia, aparece un nuevo concepto derivado de la IRP tradicional: la planificación de recursos integrados local (*Local Integrated Resource Planning, LIRP*). En él se añade, como opción dentro de los recursos, la generación distribuida a pequeña escala —*Distribution Generation, DG*—. Con esta incorporación, las compañías cuentan con una nueva posibilidad para aplazar sus inversiones en expansión del sistema, estableciéndose unos costes de desarrollo e implementación, denominados costes de generación de DG, análogos a los definidos para programas de DSM. Entre las ventajas que se le atribuyen a la generación distribuida se encuentra la reducción de vulnerabilidad del sistema, la rápida adecuación ante cambios repentinos en la demanda industrial y la

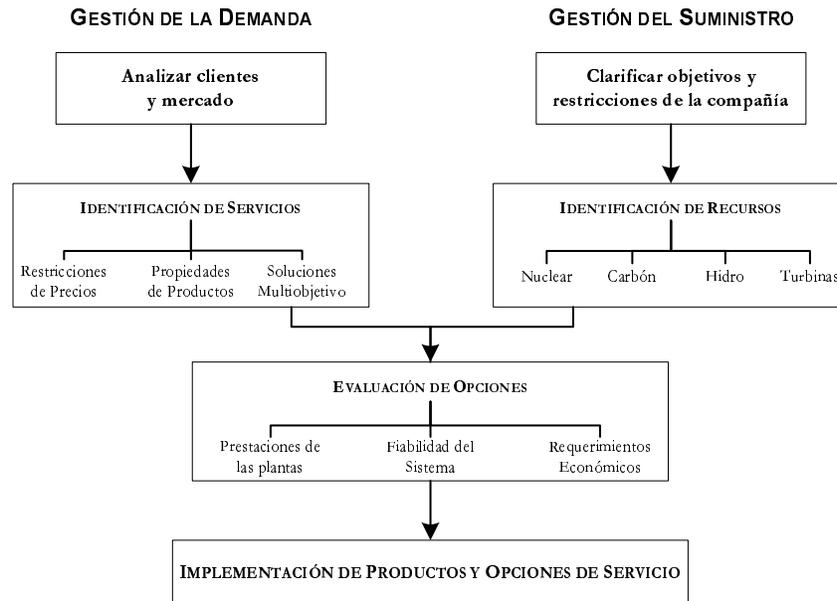


Figura II.7: Planificación integrada basada en el valor

posibilidad que ofrece de desarrollar y experimentar en sistemas de almacenamiento, [Mal00].

En la actualidad, la des-regulación del sector del gas ha propiciado el desarrollo de una planificación de recursos integrada englobando conjuntamente compañías eléctricas y de gas, con el fin de minimizar los costes totales asociados a estos dos sectores y aprovechar los vínculos existentes entre ambos. Así, esta planificación combinada permite extender el abanico de soluciones ante el crecimiento de la demanda y durante las horas de pico, mediante el empleo de sistemas de gas. En este escenario, los clientes aparecerían como demandantes de servicios energéticos, los cuales pretenden cubrir al mínimo coste posible, [Eng00].

II.3. Programas de Gestión de la Demanda

II.3.1. Objetivos: Modificaciones sobre la Curva de Demanda

La implementación de cualquier programa de *DSM* lleva implícita una modificación de la curva de demanda. No obstante, todas las acciones no provocan el mismo tipo de cambio, y además, los objetivos perseguidos en cada caso pueden ser diferentes —disminución de demanda, crecimiento estratégico, llenado de valles . . .—. Por tal motivo, resulta necesario definir para cada situación cuáles son esos objetivos concretos y, de este modo, escoger las acciones más adecuadas en base a los resultados deseados. La figura II.8 muestra las principales modificaciones de la curva de carga que es posible conseguir a través de la implementación de estos programas, [Gel89], lo cual viene a definirnos el conjunto básico de objetivos que pueden alcanzarse.

Respecto al tipo de acción más adecuada para la obtención de cada objetivo propuesto, la figura II.9 establece una correspondencia entre ambos conjuntos, definiendo para cada uno de los objetivos los programas o acciones que más se ajusten a su consecución.

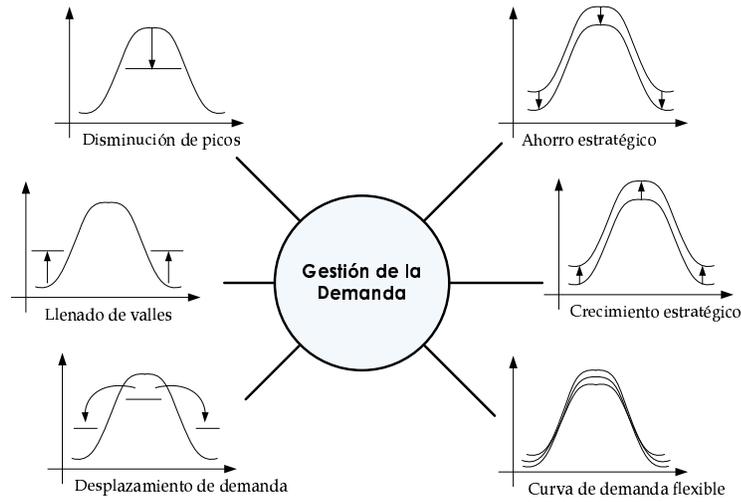


Figura II.8: Objetivos principales. Programas de *DSM*

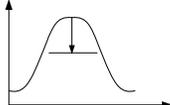
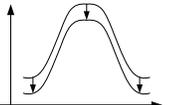
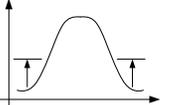
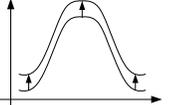
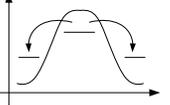
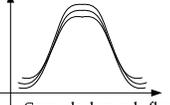
OBJETIVO	ALTERNATIVAS ADECUADAS	OBJETIVO	ALTERNATIVAS ADECUADAS
 Disminución de picos	Control directo de cargas Tarifas de Tiempo de Uso Interrumpibilidad de Cargas	 Ahorro estratégico	Uso eficiente de la energía Cogeneración Energía solar, eólica
 Llenado de valles	Almacenamiento Frío / Calor Tarifas de Tiempo de Uso	 Crecimiento estratégico	Tarifas promocionales Subvención equipos duales Promoción bombas de calor
 Desplazamiento de demanda	Almacenamiento Frío / Calor Tarifas de Tiempo de Uso Control directo de cargas	 Curva de demanda flexible	Oferta energética amplia Tarifas de fiabilidad variable

Figura II.9: Alternativas adecuadas. Modificación de la curva de demanda

II.3.2. Clasificación de Programas

Los programas de *DSM* han sido catalogados en base a diferentes criterios. Así, por ejemplo, algunos autores consideran la Gestión de Cargas —*LM*— formada por dos grandes grupos: *Direct load control* e *Indirect load management*, en función de que sea la compañía o el propio usuario quien tengan la potestad de conectar o desconectar las cargas respectivamente, [Che95]. Otros añaden un tercer grupo en el que consideran las acciones de almacenamiento energético, las cuales permiten tanto a la compañía como a los clientes tomar decisiones sobre la energía a almacenar en horas valle y su utilización posterior en períodos de punta, [Ng98]. Una clasificación más detallada es la que el organismo estadounidense *Energy Information Administration (EIA)* ha elaborado en función de los programas implementados en este país, la cual ha sido tomada como base para la estructura del presente apartado.

II.3.2.1. Programas de eficiencia energética

Dirigidos a reducir la energía consumida por aparatos y sistemas concretos, sin disminuir por ello la calidad del servicio que éstos presten. Se han aplicado tanto al consumidor final como al propio fabricante de los equipos, normalmente acompañados por incentivos de tipo económico. En cuanto al primer grupo, los programas pretenden fomentar la sustitución de equipos por otros de menor consumo —bombillas de ahorro energético, sistemas de aire acondicionado más eficientes—. Respecto a las acciones realizadas sobre los fabricantes, éstas se pueden dividir en tres tipos: el primero englobaría actividades de *I+D* esponsorizadas por empresas privadas y realizadas por entidades dedicadas a la investigación —*EPRI*, *GRI*— con el fin de obtener productos de mayor eficiencia; el segundo contemplaría ayudas para la promoción y lanzamiento de equipos ya en producción, y el tercero está asociado con el desarrollo y fabricación de equipos más eficientes que los presentes en el mercado. Este último conjunto de acciones apareció a comienzos de la década de los 90 y combinaba actividades de *I+D* con la promoción posterior del producto una vez lanzado al mercado. Existen un amplio conjunto de programas que servirían como ejemplo: así, *Super-Efficient Refrigerator Program (SERP)* es uno de ellos. En él se pretendían desarrollar frigoríficos y congeladores que consumiesen un 25 % menos que los valores estándar marcados, sin emplear CFC's. Otros han estado asociados a mejoras en las lavadoras, *Low-Energy Clothes Washer Program*, evaluando las cantidades de agua caliente utilizadas, la velocidad de giro y la influencia en el tipo de carga —horizontal o vertical—, [Nad94]. Por último, indicar estudios realizados sobre el aumento de eficiencia en aplicaciones tan singulares como las plantas de tratamiento de aguas residuales, en las que se apunta la posibilidad de reducir el consumo eléctrico entre un 20 y un 30 %, [Jon91].

II.3.2.2. Programas de control directo de cargas

En ellos, la empresa eléctrica puede interrumpir directamente el suministro de energía a equipos concretos, en base a las especificaciones del contrato con el cliente —tiempo máximo de desconexión, número máximo de desconexiones . . .—. Este tipo de programas se ha aplicado principalmente en clientes del sector residencial y comercial, aunque también sobre grandes clientes, con los llamados *Sistemas de Gestión de Energía Comerciales*. Las cargas comúnmente controladas incluyen termos eléctricos, equipos de aire acondicionado y bombas de calor. La justificación de emplear este tipo de cargas se basa en la relación existente entre éstas y la inercia

térmica que presentan tanto ellas mismas como los sistemas en los que se encuentren inmersas, de forma que puede establecerse una separación —mayor o menor— entre el intervalo de demanda de energía eléctrica y el periodo de utilización que el cliente hace de la misma.

Una cantidad relevante de algoritmos de control han sido desarrollados a lo largo de estas dos últimas décadas en referencia a la conexión y desconexión forzada de los equipos, teniendo como objetivos principales la reducción del pico de demanda y la disminución de costes del sistema. Estrategias de control recientes han permitido modificar igualmente la forma de la curva de carga controlable en base a unos perfiles deseados. Este tipo de acciones, enmarcadas dentro de la Gestión de Cargas, y las cargas elementales sobre las cuales se aplican comprenden una parte importante de los objetivos de esta tesis, por lo que ocuparán un alto porcentaje de los restantes capítulos.

II.3.2.3. Interrumpibilidad de cargas

Aplicados principalmente al sector industrial, contemplan reducciones de demanda por parte de los clientes durante los períodos de punta —*Peak demand*—, en base a niveles establecidos previamente entre éstos y la empresa eléctrica. Dichas reducciones se consiguen, en la mayoría de los casos, mediante la desconexión de parte de las cargas a lo largo del periodo de tiempo que establezca la empresa. Uno de los parámetros a tener más en cuenta es el intervalo de tiempo mínimo con el que la empresa ha de notificar al cliente la disminución de su demanda. Así, intervalos de tiempo pequeños son más valiosos para las empresas eléctricas, mientras que normalmente son más costosos desde el punto de vista del cliente. Estos programas se han presentado a los clientes como un sistema de tarificación más, conocido como tarifas de Interrumpibilidad —*Interruptible rates*—.

II.3.2.4. Desplazamiento de demanda

Poseen como objetivo principal trasladar los consumos desde períodos de mayor coste hacia períodos de menor coste. Dentro de esta categoría se incluyen sistemas de almacenamiento de frío y calor —acumulación—, termos eléctricos y estructuras de tarificación. En cuanto a los primeros, indicar que los sistemas de generación y almacenamiento de hielo durante los períodos valle —*Off-peak hours*— para su empleo en los períodos punta —*On-peak hours*— es una técnica que comenzó a emplearse ya en los años 40 en grandes edificios, sustituyéndose posteriormente el hielo por agua a muy baja temperatura, con lo que se obtenían sistemas de mayor eficiencia, [Rab88a]. Respecto al almacenamiento de calor, éste se encuentra asociado al desarrollo de materiales cerámicos de muy elevada capacidad calorífica y, junto con las estrategias de control directo de cargas, conforma el núcleo principal sobre el que se asienta la presente tesis, por lo que será motivo de un estudio más amplio en capítulos posteriores.

Por otro lado, los termos eléctricos son equipos relativamente comunes en países vecinos, como Portugal o Francia, estando presentes en varios programas de *DSM* desde su aparición.

Por último, las estructuras de tarificación se vienen ofertando desde los años 50. Inicialmente se desarrollaron las llamadas tarifas de tiempo de uso —*Time-of-use rate-structure*, *TOU*—, las cuales se siguen empleando en la actualidad, y que recogen los precios de suministro de energía eléctrica para diferentes períodos de tiempo. Son tarificaciones en cierta manera *estáticas*, ya que los precios se fijan sobre

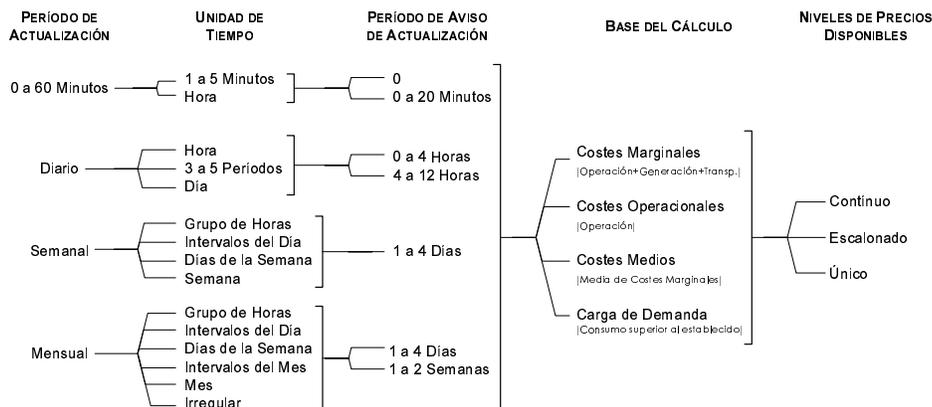


Figura II.10: Estructura de tarifaciones diferenciadas en tiempo

intervalos preestablecidos —noche y día, estaciones del año . . . — y además no sufren modificaciones de manera permanente. Diversos estudios realizados sobre grandes clientes industriales han demostrado que, en general, con este tipo de tarifaciones es posible desplazar parte de los consumos a las horas valle, manteniendo el mismo nivel de energía mensual consumida, [She95]. Otras tarifaciones se han basado en el establecimiento de los precios de la energía eléctrica mediante un seguimiento más continuo de las modificaciones en los costes asociados a ésta. Así, se han definido varias estructuras de precios en función del valor de coste y de los tiempos base considerados. La figura II.10 muestra esquemáticamente las diferentes tarifaciones posibles, [Tab89].

La tarifación basada en los costes marginales derivó de la teoría del *Spot pricing*, la idea fundamental era que la energía fuese vendida a su precio instantáneo de producción y distribución. No obstante, el calificativo de instantáneo no es operativo, por lo que algunos autores consideraron actualizaciones de precios cada media hora como un valor práctico. Entre las ventajas atribuibles al *Spot pricing* estaban: disminución en los costes medios de producción, reducción en los requerimientos de la capacidad instalada, mejoras en la respuesta del sistema ante emergencias y mayor rendimiento anual de éste, ya que cantidades similares de energía serían producidas y vendidas a menor precio, [Dav88]. En la actualidad, algunos autores defienden la implementación de tarifaciones prácticamente en tiempo real, alegando la necesidad de que los precios sean modificados de forma más dinámica y, por tanto, permitiendo la existencia de más valores intermedios entre la tarifa máxima y mínima, [Cla00].

II.3.2.5. Crecimiento estratégico de la demanda

Inicialmente, y teniendo en cuenta el entorno de crisis energética en el que emerge el *DSM* como tal a mediados de los 70, puede resultar hasta paradójica la existencia de programas de Gestión de la Demanda destinados a promover el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, este tipo de acciones adquieren su sentido al analizar el marco dentro del cual surgieron. Así, a finales de la década de los 80, los aumentos de crecimiento de demanda fueron en muchos casos sensiblemente menores a los esperados, por lo que algunas compañías llegaron a disponer de niveles de generación superiores a los realmente necesarios. En este escenario, el *DSM* se aplicó como herramienta para promover el crecimiento de demanda y permitir así un aprovechamiento óptimo de las reservas de capacidad adicionales de las que se disponía, ya que la finalidad del mercado eléctrico —como cualquier otro— pasa por la maximización

Tabla II.1: Programas de *DSM*: Ahorro energético

Tipo de Programa	Ahorro energético global (GWh)			
	1995	1996	1997	2001 (Estimado)
Eficiencia energética	55 328	59 853	62 969	72 990
Control directo de cargas (DLC)	133	134	139	161
Interrumpibilidad de cargas	434	362	490	708
Otros	1 229	1 689	957	1 029

de sus beneficios. No obstante, esta corriente favorable al crecimiento de demanda estaba superpuesta a un ambiente regulado y contrario al aumento de capacidad, por lo que no es extraño encontrar programas en los que se promovía simultáneamente el crecimiento de demanda, las reducciones de puntas y el ahorro energético mediante acciones de aumento de eficiencia. Como ejemplos de estos programas se tienen: subvenciones para la compra y mantenimiento de termos eléctricos, promociones en sistemas de calentamiento duales que puedan ser desconectados en períodos punta, y acciones económicas específicas —programas de préstamos, tarifas más individualizadas . . . —, [Kex94].

En función del tipo de acción implementada se han obtenido diferentes ahorros energéticos, definidos como la diferencia entre la energía eléctrica (en GWh) que habría sido demandada en ausencia de programas de *DSM* respecto a la que realmente se ha consumido. La tabla II.1 muestra los datos de ahorro energético para Estados Unidos correspondientes a la pasada década y estimados para la actualidad, de acuerdo con la clasificación de programas expuesta en este apartado, [Adm97].

II.3.3. Implementación en los Diferentes Sectores

Una vez definidos los objetivos perseguidos y el conjunto de programas que, a priori, mejores resultados ofrecen, es necesario determinar el colectivo de clientes sobre el que se implementarán dichas acciones. Inicialmente se podrían distinguir cuatro grandes grupos: residencial, comercial, industrial y otros —alumbrado público, por ejemplo—, los cuales se ajustan, en líneas generales, a distintos niveles de tensión ofertados por las compañías. De todos ellos, el conjunto de clientes residenciales y comerciales son los que tradicionalmente mayor número de implementación de programas de Gestión de la Demanda han sufrido. Este hecho puede deberse a la mayor concentración que posee la demanda industrial respecto a la residencial y comercial, con un porcentaje de clientes con grandes consumos de entre el 2 y el 10 %, unido a que cada industria posee un proceso de producción específico, con características concretas, lo cual implica la conveniencia de definir un tipo de acción adecuada a las condiciones particulares de cada una, [Flo94]. No obstante, existen publicaciones en las que se analizan diferentes procesos de fabricación y se definen las estrategias más adecuadas a cada uno de ellos. El objetivo en la mayoría de los casos se centra en la reducción del gasto eléctrico mediante la redistribución de consumos, o bien a través de la incorporación de sistemas duales, como por ejemplo en los procesos que incluyan etapas de calentamiento o utilización de hornos. Igualmente, las unidades de cogeneración se presentan como posibles opciones en industrias del sector químico, papeleras . . . [Bjö89]. Actualmente, algunos autores auguran, con la llegada de la liberalización del sector eléctrico, un aumento en las posibilidades de

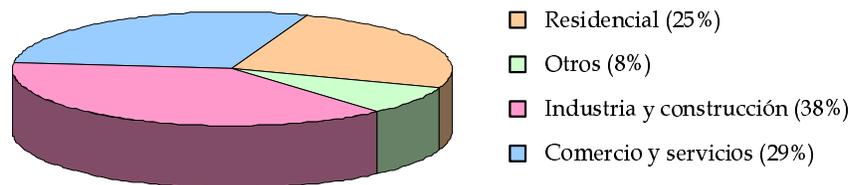


Figura II.11: Demanda de energía eléctrica en España por sectores (2001)

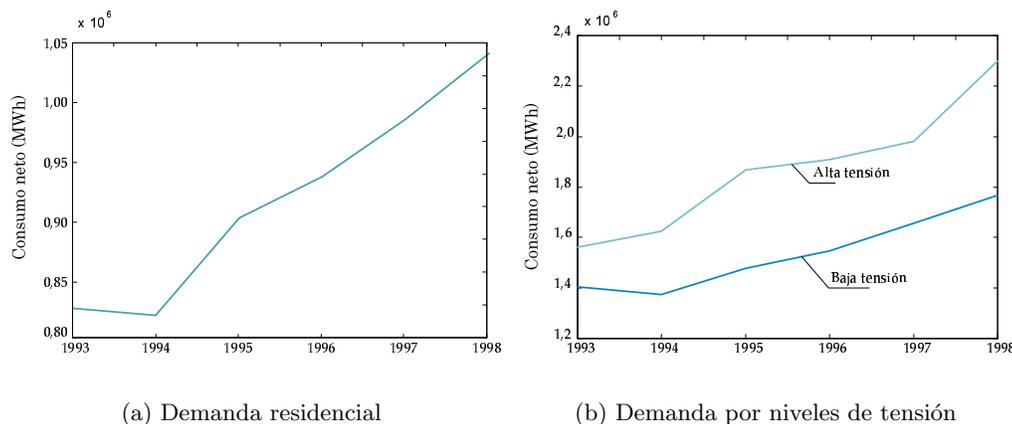


Figura II.12: Datos de demanda. Región de Murcia

gestionar la demanda industrial. Señalando las tarificaciones variables en el tiempo, acompañadas de una mayor flexibilidad de los contratos de suministro, como una de las opciones que con más fuerza emerge en esta nueva etapa, [III00].

En el desarrollo y estudio de acciones de la Gestión de la Demanda, el sector residencial y comercial cuenta con una experiencia sensiblemente mayor. Han sido más los programas dirigidos a este tipo de consumidores, ya que, además de las razones reflejadas hasta ahora, es necesario añadir el importante aumento que el sector residencial ha experimentado en las últimas décadas, así como su carácter *anárquico* en comparación con los consumos industriales. Una evaluación cualitativa a nivel español arrojaría las siguientes cifras: actualmente, el 50% de los clientes poseen sus contratos en baja tensión, con una potencia total contratada de 105 000 MW aproximadamente, aportando el consumo residencial o doméstico en torno al 25% de la demanda total del país, [dlIE01] —ver figura II.11—. Respecto a la Región de Murcia, dicho sector ha presentado un crecimiento del 45% en los últimos cinco años, y un 8,5% sólo en el 2001, en ese año la demanda eléctrica fue de 5,23 millones de MWh, con un gasto doméstico de 1,5 millones de MWh. La evolución de los últimos años se muestra en la figura II.12, [Anu01].

En cuanto a los tipos de programas implementados en este sector, indicar que varían de un país a otro, en función de los equipos de uso final más extendidos y de las decisiones políticas adoptadas. Así, en Portugal o Francia se han desarrollado diversos programas asociados a los termos eléctricos, los cuales no están muy extendidos en España, donde se han implementado hasta ahora principalmente programas de aumento de eficiencia energética —*Coveluz*, *Electrodomo*, *Domoluz*—. En Estados Unidos se han desarrollado programas de *DSM* desde diferentes puntos de vista: control directo, tarificación, aumento de eficiencia . . . En líneas generales, y de

acuerdo con una de las clasificaciones propuestas para las acciones de Gestión de la Demanda, hay autores que han asociado tradicionalmente el continente Europeo con el desarrollo de programas de control indirecto, y Estados Unidos con los programas de control directo de cargas. No obstante, esta distinción no deja de ser una clasificación generalista, con la pérdida de información detallada que este tipo de análisis conlleva.

II.3.4. Evaluación de Programas

Las metodologías para la evaluación de acciones de Gestión de la Demanda surgen ya con el primer programa de ahorro energético propiamente dicho en 1973, y han ido aumentando en exactitud y utilidad a lo largo de los años. Así, en la década de los 70, los programas de evaluación se centraban exclusivamente en monitorizar el número de clientes participantes, conocer su grado de satisfacción y estimar el impacto que estas acciones tenían en las cargas de uso final. Durante la década de los 80 se realizan diversas mejoras en la metodología empleada. Una de ellas fue incorporar la información de los consumidores no-participantes en programas, analizando el comportamiento de éstos durante la implementación de las acciones. Con ello se podía conocer el valor de ahorro neto obtenido con los programas de *DSM*, ya que, si estos consumidores no-participantes, de forma natural, modificaban su consumo —por factores económicos, cambios climáticos . . . — podrían producirse en los participantes actitudes similares, por lo que la reducción debida exclusivamente al programa de *DSM* sería distinta a la simple diferencia entre su consumo *anterior* y *posterior*. Otra de las importantes mejoras introducidas fue evaluar el proceso de desarrollo y difusión de los programas. Téngase en cuenta que el objetivo buscado era asegurar que el programa implementado ofreciese una eficacia de costes —*cost-effectiveness*— relevante, por lo que determinar si las acciones ofertadas a los clientes mostraban un ahorro potencial considerable, si los gastos se estaban gestionando de forma óptima o si era posible realizar alguna mejora eran temas que preocupaban a los evaluadores. En cuanto al término *cost-effectiveness* aplicado en programas de Gestión de la Demanda, cada empresa lo definió de manera específica. No obstante, éste era usualmente determinado teniendo en base al coste evitado a la compañía (*Utility's avoided cost*), el cual había sido definido en *PURPA* como el coste incremental de energía o capacidad en el que se incurriría si, en lugar de emplear un medio alternativo, tuviese que generarse o comprarse desde otra fuente. Así, la efectividad de costes podía reflejarse mediante la diferencia o el cociente entre los costes de un programa concreto y el coste evitado. Debido a que este valor podía variar a lo largo del tiempo, se aconsejaba repetir su cálculo periódicamente, [Run85].

A finales de los 80 se cuenta con una variedad relevante de metodologías para la evaluación de programas de *DSM*, algunas de ellas implementadas ya en paquetes informáticos, [Ess88]. En general, se empleaban criterios de selección basados en la minimización del coste total (*Least-cost, Total resource cost*), los cuales asumían que las acciones implementadas no alteraban ni la cantidad/calidad de los servicios energéticos ofertados, ni la demanda de los consumidores no-participantes. Paralelamente a la evolución de la planificación de recursos integrados, surgen nuevos criterios de evaluación que incorporan estos efectos, hasta el momento despreciados, y permiten un análisis acertado de programas de crecimiento de la demanda, los cuales podían haber sido incorrectamente rechazados por los criterios anteriores, incluso en casos en los que se reportase tanto a participantes como a no-participantes importantes beneficios. Una de las metodologías desarrolladas en este entorno fue el denominado

Most value-based test, el cual se basaba en la maximización del valor recibido por los consumidores e incluía, entre los parámetros a considerar, la diferencia entre lo que el cliente estaba dispuesto pagar por un servicio y lo que realmente estaba pagando por él (*Consumer surplus*), [Nel92].

Durante la década de los 90, las mejoras en este campo se centran en obtener criterios de evaluación derivados de la combinación de diferentes métodos, incorporándose también como parámetro la diferencia entre el máximo potencial técnico y el máximo potencial de mercado de cada programa de *DSM*. El primero considera los beneficios de implementar las tecnologías más avanzadas, mientras que el segundo recoge cómo responderían realmente la mayoría de clientes a la utilización e instalación de una tecnología, [Flo94]. No obstante, modelos de respuesta de los consumidores ante acciones concretas ya habían sido desarrollados en los años 80, estableciéndose distintos algoritmos en función del uso que el cliente hiciese de la energía eléctrica, [Dar89].

La mayoría de criterios desarrollados hasta finales de los 90 hacían generalmente uso de un valor medio de costes para la evaluación de programas de *DSM*. Esto permitía una valoración global de las acciones, pero no servía como indicador para determinar si, en un momento concreto, una inversión adicional en la promoción de un programa podría ser económicamente atractiva. Con objeto de cubrir esta deficiencia ha aparecido recientemente una extensión de los criterios de evaluación ya desarrollados, basada en los costes marginales y no en su valor medio. Para la determinación de dichos costes se ha propuesto un modelo dinámico de penetración de mercado, de forma que quede reflejada la dificultad creciente para ir aumentando la cuota de participantes; es decir, los mismos gastos promocionales no provocarán idéntica disminución de demanda —incorporación de nuevos clientes en la misma proporción durante años sucesivos—. Por lo tanto, es posible hacer uso de las reglas de decisión comentadas en párrafos anteriores —*Least-cost*, *Most-value*— utilizando este coste marginal, [Pap00].

II.4. La Gestión de la Demanda en la Actualidad

II.4.1. Mercados Eléctricos

El tramo final de la pasada década y los primeros años de ésta se han caracterizado por una avanzada desregularización del sector eléctrico. Este proceso de liberización, comenzado en Chile durante los años 80 y extendido posteriormente a una gran cantidad de países, ha influido notablemente en la reestructuración de las compañías, obligando a una desintegración vertical de las diferentes actividades. Así, se ha realizado una separación entre aquellas que permiten una libre competencia (generación y venta), de las que deben realizarse en régimen de monopolios regulados (transporte y distribución), [Sae01]. Con esta disociación se pretende alcanzar una mayor transparencia en el sector, teniendo presente la necesidad de permitir el acceso a las líneas, en igualdad de condiciones, de compañías que no son sus propietarias (*acceso a terceros*), a fin de obtener un nivel homogéneo de competitividad. Por tanto, el mercado eléctrico evoluciona hacia una liberalización de la generación y venta de energía, intercomunicadas a través de una red de libre acceso regulada, tal como muestra la figura II.13, [Phi98].

En este entorno es necesario considerar dos entidades que aseguren el correcto funcionamiento del sector: el operador de mercado y el operador de sistema. El primero de ellos relaciona las ofertas de generación y demanda para cada hora del

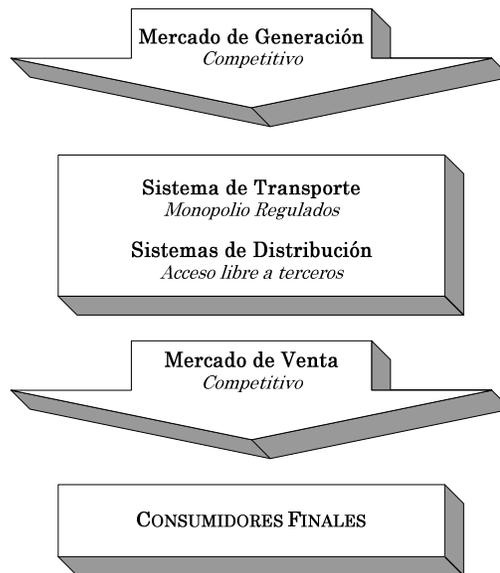


Figura II.13: Estructura mercado eléctrico desregulado

día siguiente en base a criterios económicos; el segundo tiene la labor de asegurar el transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta sus compradores (empresas de distribución). En la mayoría de países existe un solo operador de sistema y varios operadores de distribución, que es lo que el usuario doméstico asociaría con su *compañía de electricidad*. No obstante, aunque el flujo energético está perfectamente determinado (desde generación hacia consumos), no ocurre lo mismo con el flujo económico, el cual debería reflejar todas las opciones posibles de intercambio monetario. Por ejemplo, hay clientes que pueden pagar directamente a los productores y otros que pagan al suministrador.

En el caso concreto de España, el sector eléctrico camina hacia la consecución de un mercado único europeo. En este momento, el proceso se encuentra en fase de desarrollo, permitiéndose a cada país miembro decidir la velocidad de apertura de sus mercados en base a unos porcentajes mínimos ya establecidos. Igualmente, la Directiva 96/92/EC ofrece tres métodos para implementar el acceso a terceros: regulado, negociado y modelo de comprador único, siendo el primero de ellos el más implementado y el que se considera que conducirá a un mercado más competitivo. En cuanto a la protección del interés general, se permite a los Estados fijar aquellas medidas que consideren oportunas, siempre que éstas no limiten el comercio y la competencia en el sector de forma considerable. Indicar también que se espera en un futuro la ampliación de este mercado único con países que actualmente no pertenecen a la Unión Europea, como algunos países del Este, en base al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT), [dIE99].

A pesar de las ventajas que puede potencialmente aportar la liberalización del sector eléctrico, algunas voces se han mostrado escépticas ante este proceso de apertura. Así, recientemente se han celebrado seminarios en contra del proceso de privatización en países como México o Puerto Rico, con la participación de ponentes españoles. En ellos se han defendido posturas que abogan por la gestión pública como única vía para mantener este servicio, definido como *esencial*, dentro de niveles óptimos para la sociedad, [Paz00].

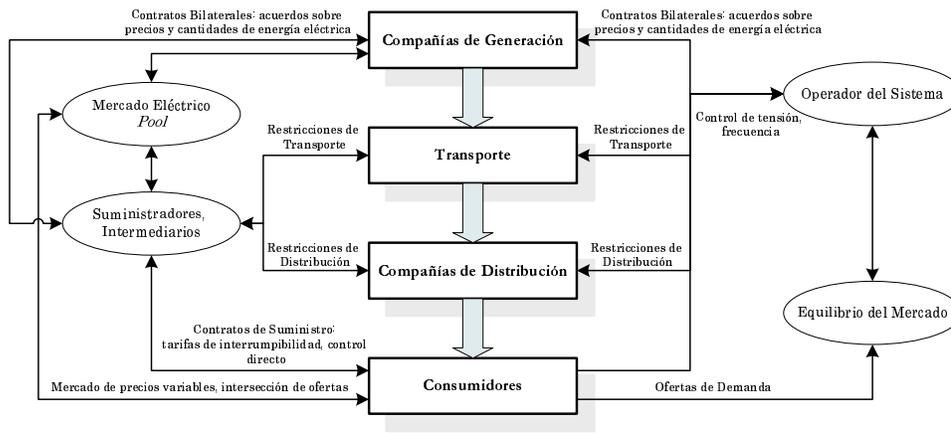
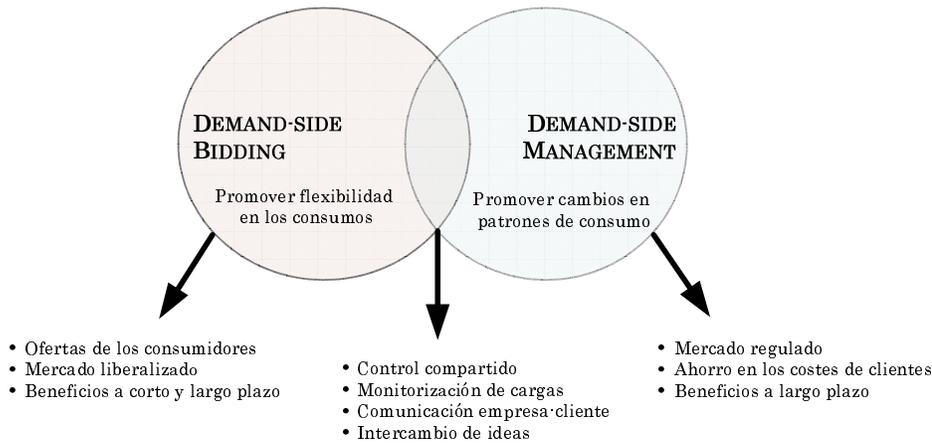
II.4.2. Demand-Side Bidding

La liberalización del sector eléctrico y la operación de las compañías en un entorno de competencia provocó que, tanto los productores como los consumidores fuesen tratados conjuntamente como simples partícipes de un mercado en el que ambos buscaban maximizar su beneficio. Por lo tanto, cualquier cambio en la demanda podía ser considerado como un cambio de signo opuesto en la generación, y viceversa. En este sentido, el mercado eléctrico inglés incorporó con el término *Demand-Side Bidding* —*DSB*— la posibilidad, por parte de grandes consumidores, de ofertar directamente a los productores modificaciones y reducciones concretas de su demanda, recibiendo ventajas económicas a cambio. No obstante, los períodos de reducción de carga son, en la mayoría de casos, seguidos por otros de recuperación, de forma que la energía global demandada no tiene por qué sufrir necesariamente modificaciones importantes. Una de las maneras de conseguir una disminución neta sería mediante la incorporación de generación local, produciéndose una redistribución de los consumos, con cambios en el perfil de demanda de los clientes que, lógicamente, afectarían a los costes totales de producción de energía eléctrica. Normalmente, los grandes consumidores que ofertan modificaciones en su demanda poseen mecanismos para reestructurar su producción, o bien continúan su proceso mediante el empleo de energía almacenada anteriormente, [Str96]. Uno de los fallos que algunos autores achacan a ciertos mercados eléctricos es la modelización de las ofertas del lado de la demanda como generación negativa. Esta visión ignora completamente los períodos de recuperación de carga, y atribuye beneficios no justificables a dichas ofertas. Con este planteamiento, las ofertas sufren una sobrevaloración que puede llevar a aceptar alguna de ellas, incluso en el caso de que tengan un valor inferior al valor de las ofertas de generación disponibles, [Str99].

Esta definición inicial de *DSB*, considerando solamente a grandes clientes, está siendo generalizada a una cantidad cada vez mayor de consumidores, con el propósito de ofrecer a éstos la posibilidad de gestionar sus propios consumos. Incluso las compañías suministradoras pueden lanzar ofertas, a partir de la aplicación a sus clientes de tarifas de interrumpibilidad o programas de control directo de cargas. En este caso, el beneficio recaería inicialmente sobre el suministrador, aunque parte puede pasar indirectamente al consumidor mediante la adquisición de contratos ventajosos económicamente. Por tanto, los productos de *DSB* pueden inicialmente existir entre varios participantes del mercado eléctrico, generándose un amplio abanico de posibilidades recogido en la figura II.14.

La experiencia hasta ahora en la implementación de este tipo de programas no es demasiado amplia, existiendo opiniones dispares entre los elementos participantes. En cuanto a las ventajas encontradas, destaca la posibilidad de aumentar la eficiencia en las líneas y en la operación del sistema, la mayor participación de los consumidores y la incorporación de nuevos productos al mercado eléctrico. Los inconvenientes se han centrado principalmente en barreras técnicas, pudiendo ser sus beneficios menores que los costes para el caso de clientes con consumos pequeños (residenciales), barreras estructurales que limiten, por ejemplo, el número de participantes, e impedimentos legales en el caso de mercados en los que el rol de cada componente no esté definido con claridad.

A la vista de lo expuesto hasta ahora, es evidente que existen similitudes entre el *DSB* y la Gestión de la Demanda. Por tanto, es posible establecer un conjunto de acciones comunes a ambos campos, algunas de ellas nacidas al amparo de los programas de *DSM*, e implementadas en la actualidad como mecanismos de oferta de reducción de demanda. La figura II.15 recoge gráficamente las diferencias y los

Figura II.14: Productos *DSB*Figura II.15: Relación entre *DSB* y *DSM*

solapamientos entre estos dos conceptos, [Age01].

II.4.3. Tendencias Futuras

Predecir cualquier evolución posterior, en la mayoría de campos, no es tarea fácil. En el caso concreto de la gestión de la demanda, esta labor se ve dificultada por el proceso de cambios en el que actualmente se encuentra inmerso el sector eléctrico. Por tanto, es relativamente lógico encontrar en la literatura específica diferentes puntos de vista, los cuales pueden ofrecer una visión complementaria, y en ocasiones antagónica, de las tendencias actuales. Así, para algunos autores, el interés general de las compañías eléctricas por los programas de *DSM* ha disminuido e incluso tiende a desaparecer en un futuro inmediato; especialmente entre los suministradores, movidos, dentro de un entorno de competencia, por un interés exclusivamente comercial y económico. Sólo las compañías que operaran bajo la red regulada podrían mostrar algún interés en estas acciones, sustentado por una financiación pública adicional o por exigencias gubernamentales, [Age00].

Otras publicaciones presentan las acciones de gestión de la demanda con un cierto *desencanto*, debido a los pobres resultados cosechados durante la pasada década por una parte importante de los programas implementados. Las razones por las que éstos no alcanzaron los objetivos de ahorro y eficiencia esperados se debieron, en

general, a una falta de coordinación en la implementación de las acciones, a una previsión de resultados alcista (alimentada por una actitud demasiado optimista del sector político) y a una respuesta de los clientes menor de la que inicialmente cabría esperar. Esta última razón estuvo potenciada por un tratamiento no individualizado de los consumidores, aplicando el mismo programa a un conjunto amplio de éstos, y evaluándolo frente a las compañías y la sociedad en general, sin considerar al consumidor individual, [Phi98]. En el actual entorno competitivo, estos autores asignan, no obstante, un papel importante y renovado a las acciones de Gestión de la Demanda, ya que ahora éstas se incluirán de forma más natural, con el fin de generar productos energéticos prácticamente personalizados, a la carta, y así evitar la fuga de clientes hacia otras compañías competidoras.

Por otro lado, y de acuerdo con lo expuesto en el apartado anterior, las políticas de Gestión de la Demanda se están viendo también involucradas en nuevos conceptos surgidos del mercado competitivo. Así, las estrategias de Gestión de Cargas a niveles de distribución se presentan como una vía para que el cliente realice ofertas de redistribución de sus consumos (*DSB*), con lo que las mismas acciones anteriormente desarrolladas por las compañías, surgen ahora del lado de la demanda. Además, su implementación vendría respaldada por las mejoras en los sistemas de comunicación empresa-cliente y en la automatización de las redes de distribución, temas que actualmente están siendo objeto de estudio a nivel europeo. Igualmente, los programas de uso eficiente de la energía se siguen desarrollando actualmente mediante financiación pública. En algunos casos, conjuntamente con programas de promoción de energía renovables. Ejemplos de este tipo de acciones aplicadas en España pueden encontrarse tanto a nivel nacional —Ministerio de Ciencia y Tecnología— como a nivel autonómico —Entes Regionales de Energía—.

Por lo tanto, diversas acciones englobadas tradicionalmente dentro del campo de la Gestión de la Demanda se siguen implementando y desarrollando en la actualidad, unas como parte activa de nuevos conceptos, otras como consecuencia del desarrollo tecnológico aplicado a cargas de uso final, y otras derivadas del deseo de reflejar los costes reales asociados a la electricidad. Es seguro que el estudio de estas disciplinas favorecerá un empleo más eficaz de los programas, residiendo posiblemente la solución óptima en una combinación adecuada de las diferentes posibilidades.

Bibliografía

- [Adm97] E. I. Administration. *U. S. Electric utility Demand-Side Management 1996*. <http://www.eia.doe.gov> (December 1997)
- [Age00] I. E. Agency. *New products and services in competitive electricity markets*. <http://dsm.iea.org> (March 2000)
- [Age01] I. E. Agency. *Demand Side Bidding in a competitive electricity market. Task VIII*. <http://dsm.iea.org> (March 2001)
- [Ali94] M. A. Ali. *Clear air act amendment of 1990: its impact on plant electrical distribution systems*. Industry Applications Society Annual Meeting, vol. 3, (1994), pp. 2049–2056
- [Anu01] *Anuario estadístico de la Región de Murcia*. Tomo I (Datos Regionales 2001)
- [Bha89] M. P. Bhavaraju, J. D. Hebson, W. Wood. *Emerging issues in power system planning*. IEEE Proceedings, vol. 77, no. 6, (1989), pp. 891–898

- [Bil88] R. Billinton. *Criteria used by canadian utilities in the planning and operation of generating capacity*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, no. 4, (1988), pp. 1488–1493
- [Bjö89] C. O. Björk. *Industrial load management. Theory, practice and simulations*. Elsevier, 1989
- [Cha86] M. L. Chan, F. Albuyeh. *Integrating load management into energy management systems normal operations*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 1, no. 4, (1986), pp. 152–157
- [Cha91] M. L. Chan. *Interrelation of distribution automation and demand-side management*. 35Th Annual Conference Rural Electric Power, (1991), pp. B1/1–6
- [Che95] J. Chen, F. N. Lee, A. M. Breipohl, R. Adapa. *Scheduling direct load control to minimize system operational cost*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 4, (1995), pp. 1994–2001
- [Cla00] R. S. Clair. *Load management technology — future challenges*. IEE Seminar on Electricity Trading, , no. 2000/038, (2000), pp. 5/1–5/4
- [Dar89] B. Daryanian, R. E. Bohn, R. D. Tabors. *Optimal demand-side response to electricity spot prices for storage-type customers*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 3, (1989), pp. 897–903
- [Dav83a] M. W. Davis, T. J. Krupa, M. J. Diedzic. *The economic of direct load control of residential loads on the design and operation of the distribution system. Part I*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 102, no. 3, (1983), pp. 646–653
- [Dav83b] M. W. Davis, T. J. Krupa, M. J. Diedzic. *The economic of direct load control of residential loads on the design and operation of the distribution system. Part II*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 102, no. 3, (1983), pp. 666–673
- [Dav88] A. K. David. *Optimal consumer response for electricity spot pricing*. IEE Proceedings, vol. 135, no. 5, (1988), pp. 378–384
- [dIE99] C. N. de la Energía. *Hacia la libertad de elección: el mercado único de la electricidad*. <http://www.cne.es> (Enero 1999)
- [dIIE01] A. E. de la Industria Eléctrica. *Anuario estadístico*. <http://www.unesa.es> (2001)
- [Eng00] M. Engel. *Gas and electric integrated planning*. Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, (2000), pp. 1507–1509
- [Ess88] W. H. Esselman, G. Z. Ben-Yaacov. *Epri - developed computer programs for electric utilities*. IEEE Computer Applications in Power, vol. 12, (1988), pp. 18–24
- [Flo94] J. Flory, J. Peters, L. Vogt, K. Keating, B. Hopkins, N. R. Friedman. *Evaluating dsm: can an engineer count on it?*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, no. 4, (1994), pp. 1752–1758

-
- [Gar95] E. Gardner. *Load management: past, present and future*. 39th Annual Conference Rural Electric Power, (1995), pp. A2/1–13
- [Gel81] C. W. Gellings. *Bibliography on load management*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-100, no. 5, (1981), pp. 2597–2601
- [Gel85] C. W. Gellings. *The concept of demand-side management for electric utilities*. IEEE Proceedings, vol. 73, no. 10, (1985), pp. 1468–1470
- [Gel89] C. W. Gellings, W. M. Smith. *Integrating demand-side management into utility planning*. IEEE Proceedings, vol. 77, no. 6, (1989), pp. 908–918
- [Gel98] C. W. Gellings. *Emerging energy customers of the twenty-first century*. IEEE Power Engineering Review, (1998), pp. 16–22
- [Gus89] M. W. Gustafson, J. S. Baylor. *Operational losses saving attributable to load management*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 1, (1989), pp. 229–235
- [Hir90] E. Hirst, C. Goldman. *Key issues in integrated resource planning for electric utilities*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, no. 4, (1990), pp. 1105–1111
- [Hob93] B. F. Hobbs, H. B. Rouse, D. Hoog. *Measuring the economic value of demand-side and supply resources in integrated resource planning models*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no. 3, (1993), pp. 979–987
- [Ill00] S. W. Illerhaus, J. F. Verstege. *Assessing industrial load management in liberalized energy markets*. Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, (2000), pp. 2303–2308
- [Jon91] M. Jones. *Demand side management: opportunities in water and sewage treatment*. IEEE Power Engineering Review, (1991), pp. 8–9
- [Kex94] D. T. Kexel. *Load building versus conservation as demand side management objectives*. 38th Annual Conference Rural Electric Power, (1994), pp. B4/1–8
- [Kne00] T. A. Kneschke. *Future power delivery trends*. IEEE Joint Railroad Conference, (2000), pp. 74–82
- [Les88] B. Lescoeur, J. B. Galland, E. Husson. *Marginal cost pricing: an efficient tool to ensure electricity demand side management*. *Demand-side management and electricity end-use efficiency*, eds. A. T. D. Almeida, H. Rosenfeld, pp. 191–205. Kluwer Academic Publishers, 1988
- [Lim85] D. R. Limaye. *Implementation of demand-side management programs*. IEEE Proceedings, vol. 73, no. 10, (1985), pp. 1503–1511
- [Mal00] A. S. Malik, C. U. Sumaoy. *Demand-side resources prioritization in distribution local IRP*. International Conference on Power System Technology, (2000), pp. 1245–1250
- [Nad94] S. M. Nadel. *Using utility demand-side management programs to spur the development of more efficient appliances*. IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 30, no. 4, (1994), pp. 877–882

- [Nel92] S. K. Nelson, B. F. Hobbs. *Screening demand-side management programs with a value-based test*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 3, (1992), pp. 1031–1043
- [Ng98] K.-H. Ng, G. B. Sheblé. *Direct load control - a profit-based load management using linear programming*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 13, no. 2, (1998), pp. 688–695
- [Nil94] H. Nilsson. *The many faces of demand-side management*. Power Engineering Journal, vol. 85, (1994), pp. 207–210
- [oD88] I. W. G. on DA. *Distribution automatization. IEEE Tutorial course* (IEEE 1988)
- [Pap00] P. Papastamatiou, J. Psarras. *Market modeling for assessment of demand side programs using the marginal cost*. Int. J. Energy Research, vol. 24, (2000), pp. 887–900
- [Paz00] F. Paz. *Liberalización y privatización del sector eléctrico en el estado español*. 2º Seminario sobre privatizaciones en el Sector Eléctrico a nivel mundial, <http://www.utier.org> (September 2000)
- [Phi98] L. Philipson, H. L. Willis. *Understanding electric utilities and deregulation*. Dekker, 1998
- [Rab88a] V. A. Rabl. *Load management technologies and programs in the U.S.. Demand-side management and electricity end-use efficiency*, eds. A. T. D. Almeida, H. Rosenfeld, pp. 113–125. Kluwer Academic Publishers, 1988
- [Rab88b] V. A. Rabl, C. W. Gellings. *The concept of demand-side management. Demand-side management and electricity end-use efficiency*, eds. A. T. D. Almeida, H. Rosenfeld, pp. 99–112. Kluwer Academic Publishers, 1988
- [Run85] J. E. Runnels, M. D. Whyte. *Evaluation of demand-side management*. IEEE Proceedings, vol. 73, no. 10, (1985), pp. 1489–1495
- [Sae01] J. R. Saenz, J. Arceluz, E. Fernández, E. Torres, P. Eguia. *Effects of deregulation on electricity distribution*. IEE CIRED'01, , no. 482, (2001), pp. 6–10
- [Sch89] F. C. Schweppe, B. Daryanian, R. D. Tabors. *Algorithms for a spot price respoding residential load controllers*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 2, (1989), pp. 507–516
- [She95] J. N. Sheen, C. S. Chen, T. Y. Wang. *Response of large industrial customer to electricity pricing by voluntary time-of-use in taiwan*. IEE Proceedings, vol. 142, no. 2, (1995), pp. 157–166
- [Smi89] W. M. Smith. *Utility planning perspectives: a review*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 2, (1989), pp. 452–456
- [Smi94] H. L. Smith. *DA/DSM directions*. IEEE Computer Applications in Power, vol. 74, (1994), pp. 23–25

-
- [Str96] G. Strbac, E. D. Farmer, B. J. Cory. *Framework for the incorporation of demand-side in a competitive electricity market*. IEE Proceedings Gen., Trans. And Distrib., vol. 143, no. 3, (1996), pp. 232–237
- [Str99] G. Strbac, D. Kirschen. *Assessing the competitive of demand-side bidding*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 1, (1999), pp. 120–125
- [Tab89] R. D. Tabors, F. C. Schweppe, M. C. Caramanis. *Utility experience with real time rates*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 2, (1989), pp. 463–471
- [Wil84] J. A. Williams, H. E. Campbell, A. J. Wood, J. A. Ladner. *Evaluation of load management effects on distribution system design*. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 103, no. 6, (1984), pp. 1198–1204
- [Yau90] T. S. Yau, R. G. Huff, H. L. Willis. *Demand-side management impact on the transmission and distribution system*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, no. 2, (1990), pp. 506–512

CAPÍTULO III

Gestión de Cargas: Estado del Arte

Una vez presentada una visión global de la Gestión de la Demanda dentro del sector eléctrico, este capítulo recoge el estado del arte de los modelos de cargas elementales, técnicas de agregación y algoritmos de control desarrollados en el campo de la Gestión de Cargas residenciales. Por tanto, el capítulo queda estructuralmente formado por tres partes relacionadas entre sí, donde los resultados de cada una de ellas son empleados como variables de entrada en la siguiente.

Así, el capítulo comienza con una clasificación general de modelos de cargas eléctricas residenciales, de acuerdo al entorno en el que han sido desarrollados, y en función de los objetivos perseguidos. Posteriormente, y teniendo en cuenta esta clasificación, se propone una revisión en profundidad de los modelos físicamente basados, por ser éstos los más comúnmente aplicados en la Gestión de Cargas. Para facilitar su análisis, dichos modelos han sido divididos en función del tipo de carga residencial considerada —aire acondicionado, termos eléctricos y acumuladores—.

Posteriormente, se recogen las técnicas de agregación propuestas a lo largo de estos últimos años. La mayoría de ellas parten del comportamiento elemental de un conjunto de cargas, y la aplicación de metodologías que permitan, a partir de estos valores individuales, estimar la evolución del grupo agregado. Este hecho pone de manifiesto la relación comentada anteriormente entre las diversas partes de este capítulo, empleando aquí las trayectorias elementales como variables de entrada.

Por último, en cuanto a las estrategias de Gestión de Cargas, y más concretamente las que implican un control directo de éstas, el capítulo presenta primeramente una revisión del desarrollo de la comunicación empresa-cliente. Esta tarea, que implícitamente era necesaria para poder controlar las cargas, motivó una integración de objetivos, de forma que además de conectar y desconectar los equipos, se incorporaron tareas de monitorización de cargas, tratamiento de datos a gran escala . . . Finalmente, se recoge una visión cronológica de los algoritmos desarrollados para el control de cargas eléctricas residenciales, comentando las principales ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos, así como las tendencias actuales dentro de este campo.

III.1. Técnicas de Modelización

III.1.1. Clasificación de Modelos de Carga

En base a la temática sobre la que gira la presente tesis, se propone primeramente una clasificación de modelos de cargas en función de los objetivos perseguidos: modelos desarrollados para su aplicación en el campo de la Gestión de la Demanda, y modelos de cargas desarrollados para otros fines —predicción de demanda, determinación de cargas de uso final, análisis de comportamientos eléctricos ...—. No obstante, es evidente que esta separación en dos grupos no es completa y, por tanto, es posible encontrar publicaciones en las que se propone el empleo de modelos catalogados en el primer grupo para su aplicación en objetivos incluidos en el segundo grupo, y viceversa.

III.1.1.1. Modelos aplicados en Gestión de la Demanda

Modelos de regresión. Con la aparición de los primeros programas de DSM, se desarrollan en la década de los 70 una serie de modelos de demanda basados en técnicas de regresión, probablemente influenciados por la predicción de demanda tradicional a partir del análisis de datos históricos, [Gal74]. Realizando un ajuste por series temporales, el valor de demanda en cada instante de tiempo podía ser determinado por la suma de una serie de Fourier truncada —modelo determinista— más un modelo temporal ARIMA, tal como muestra la figura III.1.

Esta técnica, que había demostrado ser adecuada para otras aplicaciones, resultó ineficaz en el campo de la Gestión de la Demanda. Ya que, en este caso, era necesario predecir el comportamiento de cargas frente a cambios repentinos en el sistema —control directo de cargas, modificaciones del nivel de tensión—, lo cual no podía derivarse exclusivamente del análisis de demandas anteriores. Además, estaba limitada la generación de diferentes escenarios en los que simular una hipotética implantación de acciones de DSM, debido a la estrecha relación existente entre las series temporales de datos y las condiciones en las que éstos se habían obtenido —comportamiento físico de las cargas, preferencias de los consumidores, características de las viviendas ...—. Por todo ello, los modelos evolucionan posteriormente desde esta perspectiva de caja negra, en la que el comportamiento de las cargas quedaba oculto, hacia un doble proceso: modelización física de las cargas individuales por un lado, y su posterior agregación por otro. La figura III.2 muestra gráficamente esta subdivisión del problema, [GE79].

En cualquier caso, la modelización basada en técnicas de regresión, más o menos complejas, se ha seguido aplicando como herramienta para la estimación de perfiles de demanda, [Eto97], así como para el análisis de sistemas de distribución, mediante correlaciones no-lineales entre los consumos de aparatos residenciales y las variaciones en la tensión y en la temperatura ambiente, [Che95].

Modelos físicamente basados. A comienzos de la década de los 80, surgen los primeros modelos de carga físicamente basados destinados a la evaluación de cortes y reposición de suministro —*cold load pickup*—, y de estrategias de control directo en general. Esta metodología permitía describir, mediante relaciones matemáticas el comportamiento físico de las cargas, ofreciendo así un

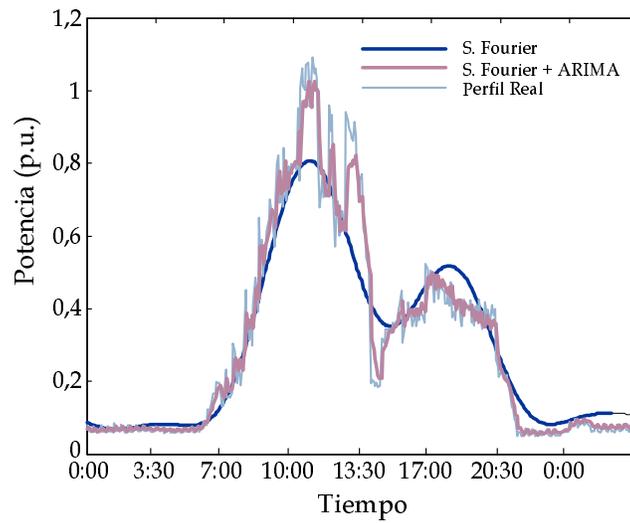


Figura III.1: Modelo ajuste mediante serie temporal

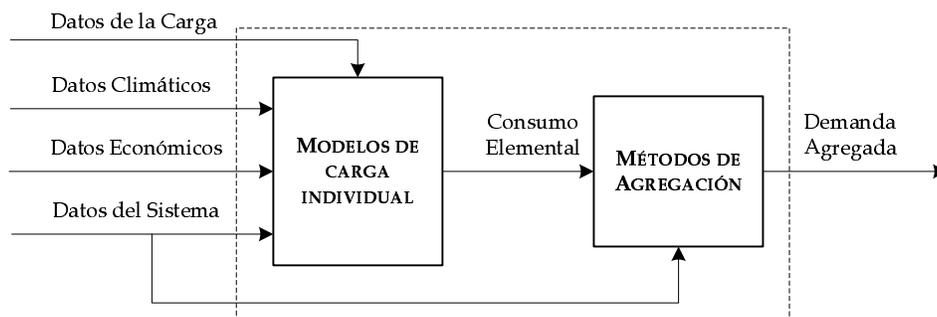


Figura III.2: Flujos de información. Modelado de demanda agregada

conocimiento mayor del funcionamiento interno de éstas. Igualmente quedaban modelizados ciertos fenómenos que no estaban adecuadamente reflejados en los modelos de regresión, como por ejemplo el llamado período de recuperación de la demanda —*payback*— asociado al aumento que se producía en ésta una vez restaurado el suministro y concluidas las acciones de control. Precisamente, uno de los primeros modelos físicos desarrollados en esos años tenía como principal objetivo estudiar la modificación de la demanda después de efectuar un corte de suministro a equipos de climatización residenciales, considerando las sobrecargas que podrían originarse, [Iha81].

Posteriormente se publicaron modelos combinados en los que, además de modelizar físicamente el comportamiento de las cargas, se intentaban recoger consideraciones de índole psicológico asociadas a los consumidores. Se definieron así las llamadas funciones de *disponibilidad y proclividad*, enfocadas a determinar la probabilidad de que un usuario conectara sus cargas en un instante concreto, [Wal85]. Ya a finales de la década de los 80 aparecen, como una variación más de los modelos físicos, modelos basados en un balance energético, tomando como volumen de control las viviendas acondicionadas y como una de las variables de estado la temperatura interior, [Bar88]. Éstos permitían, además, estimar las modificaciones sobre el ciclo de trabajo de los aparatos —*Duty-cycle*— que producía la implementación de una estrategia de control de cargas determinada. La utilización de esta metodología fue extendiéndose progresivamente, tanto en lo que se refiere a aplicaciones —predicciones de demanda, perfiles de patrones de uso— como al tipo de carga modelizada —termos eléctricos, acumuladores de calor . . .—. En cuanto a sus ventajas, destacan la relativa facilidad de comprensión de los modelos y la flexibilidad que ofrecen a la hora de variar parámetros internos. Entre sus desventajas se encuentra la necesidad de conocer una serie de parámetros asociados al modelo que, en ocasiones, no son fáciles de determinar, como las características constructivas de la vivienda, por ejemplo. No obstante, y debido a su dilatada utilización dentro de la Gestión de Cargas, serán motivo de un estudio más detallado en apartados posteriores.

Modelos de redes neuronales En estos últimos años han aparecido nuevos modelos de cargas eléctricas basados en redes neuronales, favorecidos por una tendencia a integrar aspectos de éste y otros campos —lógica difusa— en toda una serie de problemas asociados al control y gestión de sistemas en general. Concretamente, existen publicaciones en las que se comenta la implementación de redes para simular el comportamiento térmico de sistemas de climatización, [Tee98]. No obstante, y aún reconociendo su valía en otros sectores, dentro del campo de la Gestión de la Demanda este tipo de modelos presenta algunas limitaciones. Así, una vez entrenada la red neuronal, ésta sólo es capaz de emular variables del sistema térmico con el que se ha entrenado, no permitiendo comprobar la importancia relativa de cada parámetro interno sobre las salidas. Esto también obliga a entrenar y validar una red por cada equipo y tipo de vivienda diferente con que se cuente, con la correspondiente carga computacional de datos que esto conlleva. Como aplicaciones más próximas a la temática aquí tratada, podría reseñarse su utilización como herramienta para la predicción de demandas, [Vil00], incorporándose últimamente el carácter de entorno desregulado en el entrenamiento de dichas redes, [Cha00].

III.1.1.2. Otras aplicaciones

Los modelos de cargas han sido utilizados, fuera del entorno de la Gestión de la Demanda, como herramientas para el estudio de problemáticas tales como la estabilidad del sistema o los flujos de potencia. Para estos casos, la práctica común ha sido desarrollar modelos que representen las características de la carga agregada en un punto concreto del sistema de distribución. Respecto a los tipos de modelos empleados, se recoge a continuación una clasificación global de éstos, tal y como tradicionalmente se han agrupado, [Kun94].

Modelos estáticos: expresan las características de las cargas en función de la frecuencia y la tensión instantáneas, distinguiendo potencia activa y reactiva. La dependencia con la tensión ha sido normalmente representada con un modelo exponencial, el cual es generalizable a uno polinomial comúnmente referenciado como *modelo ZIP*,

$$P = P_0 [p_1 (\bar{V})^2 + p_2 \bar{V} + p_3] \quad (\text{III.1})$$

$$Q = Q_0 [q_1 (\bar{V})^2 + q_2 \bar{V} + q_3], \quad (\text{III.2})$$

en cuanto a la dependencia con la frecuencia, ésta es normalmente representada como un factor que multiplica al modelo exponencial (o polinomial),

$$P = P_0 [p_1 (\bar{V})^2 + p_2 \bar{V} + p_3] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (\text{III.3})$$

$$Q = Q_0 [q_1 (\bar{V})^2 + q_2 \bar{V} + q_3] (1 + K_{qf} \Delta f), \quad (\text{III.4})$$

donde Δf es la desviación de la frecuencia, $f - f_0$, y K_{pf}, K_{qf} son valores constantes.

Modelos dinámicos: se consideran tanto los valores instantáneos como los valores anteriores para obtener la respuesta del modelo. En este grupo pueden incluirse también las cargas termostáticamente controladas, sobre las cuales se han desarrollado un buen número de políticas de Gestión de la Demanda.

Otro ejemplo de la aplicación de los modelos de cargas se tiene en el estudio de la composición de la demanda, es decir, la identificación de cada equipo o conjuntos de éstos presentes en el sistema en un determinado instante de tiempo. En este caso, los modelos utilizados han sido fundamentalmente aquellos que predicen la intensidad en función de un conjunto de variables de entrada, empleándose en menor medida los modelos de potencia, a pesar de su mayor sencillez. Para la modelización en función de la intensidad, las cargas han sido agrupadas en dos categorías en función de su comportamiento: cargas lineales y no-lineales. Para el primer conjunto, se suelen emplear elementos lineales clásicos de la teoría de circuitos, pudiéndose realizar análisis tanto temporales como frecuenciales. En cuanto al segundo grupo, para análisis en el dominio del tiempo se han desarrollado, entre otros, modelos linealizados a tramos, [Boi96], así como modelos de caja negra, como el generalizado en presencia de armónicos y distorsión presentado en [Var93]. Indicar, por último, que la extensión de la no-linealidad en el dominio frecuencial se suele hacer por medio de la aplicación de superposición. Ejemplos de esta metodología se tiene en el modelo de matriz de admitancias cruzadas, [Fau97], y en la posterior generalización de éste, [Fue01].

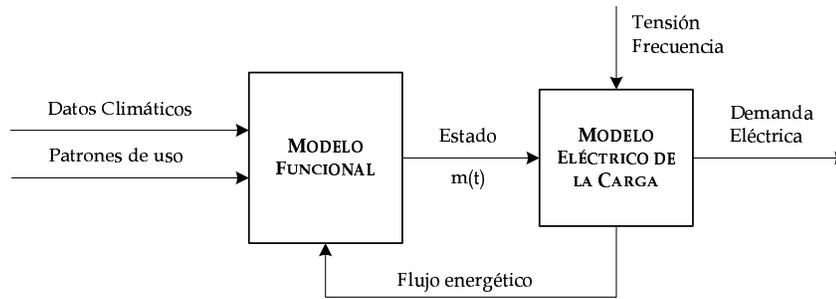


Figura III.3: Descomposición del modelo de carga elemental

III.1.2. Modelos Físicamente Basados. Evolución y Descripción

En virtud de la proliferación de modelos físicamente basados con relación directa en la evaluación y simulación de programas de Gestión de la Demanda, se realizará a continuación un desglose de éstos de acuerdo con el tipo de carga residencial modelada. En concreto, se analizarán aquéllas que más comúnmente han sido incluidas en estrategias de Gestión de Cargas, ámbito en el que se desarrolla la presente tesis, contando además con una bibliografía de modelado más amplia. No obstante, y a modo de complemento, es necesario indicar la existencia de otros equipos con aplicación también en este tipo de acciones, aunque poco comunes a nivel español por lo que no se tendrán en cuenta, como las denominadas bombas de riego —*pool pumps*—.

III.1.2.1. Equipos de climatización

Tal y como se ha comentado ya en este capítulo, uno de los primeros modelos de carga residencial físicamente basado para su aplicación en la Gestión de Cargas se publica en 1981, teniendo como principal objetivo el estudio de la demanda ante un corte y la posterior reposición de suministro —*cold load pickup*—. Dicho modelo reflejaba el comportamiento térmico de las viviendas con cargas termostáticas a través de una ecuación diferencial de primer orden. Su solución correspondía con la evolución de la temperatura interior, mientras que como entradas contaba con los valores de la temperatura exterior, la carga interna y el flujo energético asociado al equipo climatizador, el cual viene determinado por el estado de operación del termostato, [Iha81]. Debido a la presencia conjunta de variables tanto continuas como discretas no-lineales, algunos autores proponen una descomposición de los modelos para este tipo de cargas en dos bloques: uno con salida discreta que recogería el comportamiento del termostato, en función de variables climáticas y patrones de uso; y un segundo bloque cuya salida correspondería al flujo energético asociado al equipo eléctrico y a la potencia demandada. La figura III.3 recoge gráficamente esta descomposición del problema, [Cho84].

Posteriormente a la aparición de este primer modelo, y dentro también de la caracterización del fenómeno asociado al corte y reposición de suministro —*cold load pickup*—, se publicaron modelos de segundo orden que suponían una evolución del anterior. En estos últimos se distinguía explícitamente entre la capacidad térmica asociada al edificio en su conjunto, y la capacidad térmica de las estancias acondicionadas. No obstante, a la hora de simular el comportamiento térmico, el modelo inicial era simplificado a través de dos submodelos de primer orden: uno para el período de corte de suministro y otro para el funcionamiento del equipo bajo condiciones

normales. En el primero de ellos se asumía una tendencia natural de la temperatura interior hacia la temperatura exterior, y en el segundo se suponía constante dicha temperatura interior, e igual a la temperatura del termostato, [Lan82].

Durante estos primeros años de la década de los 80, el campo de aplicación de los modelos físicamente basados se va ampliando de forma considerable. Así, inicialmente se propone extender la utilización de modelos de primer orden ya desarrollados para realizar predicciones de demanda a corto plazo y evaluar programas de gestión de cargas, [Cal82]. No obstante, y debido a que éstos se habían desarrollado pensando en aplicaciones relativamente específicas, surge una corriente de pensamiento generalista y con ella aparecen modelos más complejos, pero con aplicaciones más diversas. Algunos de éstos incluyen variables hasta ese momento no consideradas explícitamente, como la radiación incidente sobre paredes o la carga interna. En cuanto al cálculo de parámetros del modelo, cuyo número había crecido junto a la complejidad, se propone una estimación de los mismos basada en criterios de optimización, el procedimiento de identificación de la probabilidad máxima es uno de los propuestos. Sin embargo, uno de los inconvenientes que presenta este último modelo es su falta de validación en condiciones reales, tal como indican explícitamente los autores, [Pah85].

Una parte importante de las publicaciones englobadas en la segunda mitad de los 80 y comienzos de los 90 utilizaron como base modelos de primer orden, a los cuales se les añadió una perturbación, con el fin de considerar todos aquellos fenómenos que, de forma explícita, no habían sido modelados. Así, las expresiones iniciales quedaron reformuladas como ecuaciones diferenciales estocásticas, incluyendo generalmente como ruido funciones normales de media cero —*ruido blanco*—, [Mal85]. Esta filosofía de modelado derivaba de publicaciones anteriores, en las cuales se reconocía la posibilidad que ciertas cargas ofrecían de disociar la demanda energética del cliente y el estado de operación en el que se encontraba el equipo, [Cho79]; aspecto este que será abordado con mayor profundidad en el capítulo siguiente. Algunos autores propusieron también una discretización temporal de estos modelos, argumentando las notorias dificultades formales que conllevan los sistemas continuos, y la necesidad de discretizarlos si se deseaban resolver con la ayuda de los recursos informáticos de aquel momento. Igualmente, el gradiente de temperaturas no se establecía forzosamente entre la temperatura interior y la exterior, sino que se definió una *temperatura auxiliar* que sería aquella a la que tendería la temperatura interior en ausencia del equipo climatizador, [Mor88].

A lo largo de la pasada década, el empleo de modelos de primer orden, tanto determinísticos como estocásticos, se extendió considerablemente. Una de las razones estribaba en el reducido número de parámetros que era necesario establecer, lo cual los hacía inicialmente atractivos de utilizar. Así, entre otras aplicaciones, se obtuvieron expresiones para determinar valores fiables del *Duty-cycle* de los equipos, [Nou92], se desarrollaron metodologías para estimar distribuciones de las constantes del modelo, [Neh95], o se emplearon como base para evaluar la importancia de la dispersión en los parámetros de las cargas individuales y las acciones de control directo sobre la demanda agregada, [Uça98]. En cualquier caso, y teniendo en cuenta las importantes simplificaciones del modelo, se hace necesario delimitar de forma estricta el ámbito de aplicación del mismo, así como el grado de validez de las conclusiones que se puedan obtener de su utilización. Téngase en cuenta que la reducción del comportamiento térmico de las viviendas una sola constante de tiempo puede acarrear, en simulaciones relativamente largas, un alejamiento de los valores reales. Como ejemplo de esto último, se ha comprobado la existencia de gráficas que

recogen la simulación de estrategias de control directo, en las cuales la temperatura interior llega a variar a razón de 5°C por cada 15 minutos, lo cual determina una pendiente que no parece concordar correctamente con la evolución térmica de cualquier vivienda actual, [Ree89a].

III.1.2.2. Termos eléctricos

Debido a sus características de operación, estos equipos han gozado de un papel ciertamente relevante dentro de los programas de Gestión de la Demanda —ver apartado II.1.1—; desarrollándose, pues, diferentes modelos para su estudio con una trayectoria paralela a la ya comentada en los equipos de climatización. Así, los primeros aparecen publicados a comienzos de la década de los 80, apoyándose en paquetes informáticos implementados en esta época —*TRNSIS*— que permitían la resolución de problemas de transmisión de calor en general, [Fli82]. Sin embargo, la utilización de algunos de estos programas originaba modelos demasiado complejos en relación a los objetivos que se perseguían, ofreciendo información adicional que, sin desmerecer su valía, no resultaba relevante desde el punto de vista de la Gestión de la Demanda. A finales de esta década, se publican datos reales sobre demanda eléctrica de termos y utilización de los mismos, derivándose relaciones sencillas para la obtención de patrones de consumo de agua. En este sentido, se comenta la posibilidad de establecer una proporcionalidad entre la cantidad de agua extraída del tanque y la duración de sus ciclos de trabajo, señalando la menor importancia que posee el consumo eléctrico debido a las pérdidas propias por transmisión de calor con el entorno, y derivando de los datos recogidos perfiles característicos de los consumos de agua, [Ree89b].

Durante la primera mitad de la década de los 90 se propusieron modelos físicos de primer orden, los cuales tenían una base común con los ya comentados en el apartado anterior. Así, el sistema de ecuaciones permitía ahora determinar la demanda eléctrica de los termos en función de la temperatura interior del tanque, de los patrones de uso y de las características térmicas del equipo. Ejemplos de estos modelos se pueden encontrar en [Alv92] y [Lau94]. Otros autores realizan en estos años implementaciones de los modelos físicos, distinguiendo igualmente dos fuentes posibles de demanda de energía eléctrica: la ocasionada por las pérdidas térmicas y la asociada con el consumo de agua propiamente dicho. En referencia a este último, es necesario resaltar la dificultad de su cálculo, proponiéndose como simplificación asumir que el consumo será constante en períodos mínimos de una hora, tomando para ello valores medios estimados, [Gom95].

Estos últimos años se han caracterizado por la aparición de modelos preferentemente asociados al consumo de agua caliente, en un intento por ofrecer soluciones más específicas en este campo que las expuestas en los modelos anteriormente indicados y, al mismo tiempo, servir de complemento a éstos. Así, se han empleado funciones de densidad normales para obtener las probabilidades de usos de agua caliente residencial por minuto, en función del número total de equipos presentes y de los datos reales con los que se cuenta. La justificación en el empleo de estas funciones de densidad se basa en afirmar que los tiempos de uso de los equipos satisfacían ciertas condiciones, indicando igualmente que la demanda de termos eléctricos puede suponer entre el 30 y el 50% de la carga residencial total, [Lan96]. Recientemente ha aparecido un modelo que aportaba mejoras a este último, basado en la disgregación de perfiles horarios en función del período de día analizado, facilitándose así la localización de los usos convencionales de agua caliente residencial. De esta forma, se consigue modelizar con mayor exactitud las pérdidas debidas al mantenimiento

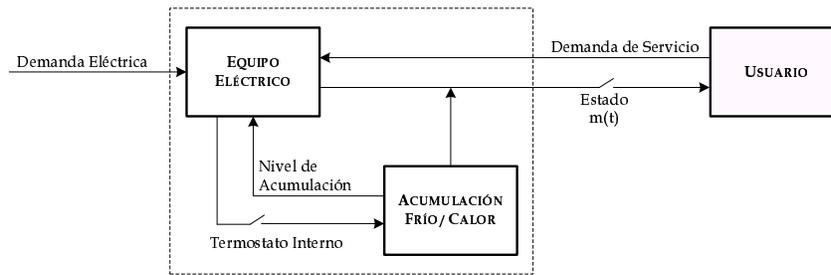


Figura III.4: Acumulación frío/calor

del agua acumulada —*standing losses*—, [Orp99].

III.1.2.3. Acumulación frío/calor

Debido a la problemática que plantea el almacenamiento de energía eléctrica como tal, se hace necesario buscar soluciones alternativas que permitan, en mayor o menor medida, independizar los períodos de generación y consumo. Como posibles vías, se tiene el empleo de estaciones de bombeo —en el lado de generación—, así como el almacenamiento indirecto de energía eléctrica mediante su conversión en otras formas de energía —acumulación frío/calor, por ejemplo, en el lado de la demanda—. Por tanto, y debido a la capacidad que poseen estas últimas cargas para el desplazamiento de consumos, han sido consideradas desde los inicios del desarrollo de programas de Gestión de la Demanda como potencialmente utilizables en este campo. No obstante, su inclusión ha sido en muchos casos meramente teórica, ya que su cuota de penetración en el mercado ha estado fuertemente influenciada por dos factores principales: el desarrollo de materiales con características adecuadas —alta capacidad calorífica, alta densidad, precio comercialmente atractivo—, y la aparición de tarifaciones que potenciaran los consumos en períodos valle — tiempo de uso, tarifación nocturna—. Su funcionamiento básicamente radica en el desplazamiento de los consumos eléctricos hacia intervalos de menor demanda, almacenando la energía y haciendo uso de la misma en los períodos de punta, bien con la finalidad de disminuir la temperatura interior —acumulación de frío— o bien para aumentarla —acumulación de calor—. Es un hecho que estos últimos son los más extendidos, empleándose en la actualidad materiales cerámicos de alta capacidad térmica como elementos almacenadores, y sustituyendo a equipos anteriores que empleaban agua presurizada. La figura III.4 muestra esquemáticamente un equipo de acumulación.

En cuanto a los modelos desarrollados para este tipo de cargas, es necesario indicar que éstos han ido apareciendo en consonancia con el aumento del uso de estos equipos y con el desarrollo de acciones de Gestión de la Demanda específicas. A este respecto, señalar que el número de programas asociados al almacenamiento energético se esperaba multiplicar por seis entre 1990 y 1995, [Gel93], por lo que es a principios de la década de los 90 cuando comienzan a surgir modelos centrados en estas cargas. Así, uno de ellos partía de un modelo físico de primer orden para determinar la energía almacenada en los equipos, asumiendo la potencia eléctrica constante e igual a su valor nominal para todo el período de carga, y tomando como valor conocido la constante de tiempo característica del núcleo cerámico. Para el período de descarga, se admitía la proporcionalidad entre la energía térmica disponible y la diferencia entre las temperaturas interior y exterior, [Hat90]. Otros modelos, pertenecientes también a esta primera mitad de los 90, se desarrollaron para evaluar la respuesta de clientes con almacenamiento energético ante tarifaciones

en tiempo real. Eran simples modelos matemáticos discretizados en el tiempo, los cuales relacionaban el almacenamiento de calor en un período de tiempo k con la energía almacenada en $k-1$, la energía eléctrica demandada y la carga eléctrica de calentamiento que precisara el edificio. Se basaban en ecuaciones de estado cuyos coeficientes eran obtenidos mediante regresión lineal a partir de series históricas de datos anteriormente recogidas, [Dar91, Dar93]. En estos años se publican también modelos asociados al almacenamiento de frío. Teniendo en cuenta que la carga por aparatos de aire acondicionado suponía ya en algunos países el 30 % de la demanda de pico y que dicho valor máximo aumentaba a razón de $326 MW$ por grado cuando la temperatura ambiente era superior a $28^\circ C$, la idea era analizar la viabilidad y rentabilidad económica de emplear sistemas de aire acondicionado con almacenamiento energético. Los modelos se basaban en simples balances energéticos derivados de igualar los requerimientos máximos diarios de frío del edificio con la *energía de enfriamiento* producida durante una hora de carga, H_i , y las horas de descarga, H_d , posteriores, teniendo en cuenta el rendimiento de los equipos durante estos dos períodos, [Che93].

A finales de la década de los 90, se publicaron modelos elementales con los que se recogía el comportamiento físico de estos equipos mediante un sistema de primer orden. Dichos modelos suponían una ampliación de los ya desarrollados anteriormente para equipos de acondicionamiento de aire, de forma que podían deducirse modelos térmicos globales de segundo orden para conocer la evolución de parámetros como la temperatura media interior de las viviendas, [Gab99]. Por último, indicar a modo de información complementaria que recientemente han aparecido publicados modelos físicamente basados de acumuladores para su empleo en la determinación de capacidades óptimas de almacenamiento. Éstos son más precisos que los anteriormente citados, modelando el sistema mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales. No obstante, dicha exactitud se encuentra asociada a los objetivos perseguidos por estos modelos y que se alejan de la temática asociada a la presente tesis, [Bed01]. Por otro lado, el interés de las compañías eléctricas por este tipo de equipos queda de manifiesto con los estudios que algunas de ellas han publicado recientemente, en los cuales se recogen análisis y medidas realizadas sobre viviendas residenciales con presencia únicamente de equipación eléctrica, [Tol02].

III.2. Técnicas de Agregación

En virtud de lo expuesto hasta este momento, puede afirmarse que la aplicación de técnicas de agregación a la Gestión de la Demanda, y más concretamente en el campo de la Gestión de Cargas, surge paralelamente al desarrollo de modelos de cargas individuales. De este modo, la demanda agregada puede derivarse conceptualmente de la agregación de cargas elementales, definiéndose entonces un determinado *nivel de agregación* como la demanda correspondiente a un punto físico de la red, o bien como la demanda de un conjunto concreto de cargas —termos eléctricos, por ejemplo—.

Diversas metodologías de agregación se han empleado a lo largo de las últimas dos décadas, no obstante, es necesario señalar que una de las características comunes a todas ellas ha sido la presencia del carácter aleatorio de las cargas, sobre todo en los estudios de perfiles de demanda residencial. Este hecho queda ya patente en las primeras aplicaciones de técnicas de agregación, definiéndose así el consumo individual y_j como el producto de tres parámetros: factor de demanda eléctrica c_j función del comportamiento físico del equipo, factor de utilización por parte del

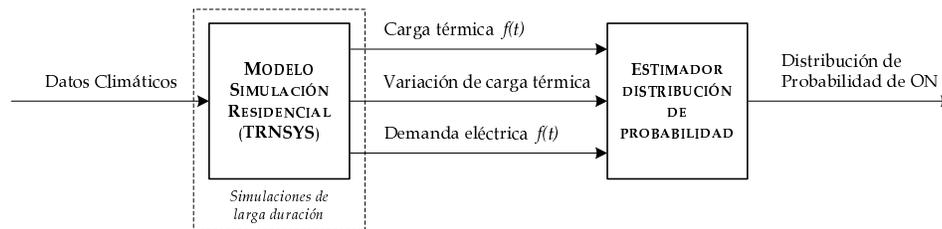


Figura III.5: Modelo de diversificación de carga

usuario u_j y factor de corrección para la consideración de errores elementales ε_j ; determinándose, por tanto, el consumo agregado como la suma de estos consumos individuales, [Iha81], es decir:

$$y_j(t) = c_j(t) \cdot u_j(t) \cdot \varepsilon_j(t) \quad (\text{III.5})$$

$$Y(t) = \sum_j y_j(t) \quad (\text{III.6})$$

Ese mismo año, 1981, aparece publicado un *modelo de diversificación de carga*, en el cual también quedaba patente el interés por recoger la variedad de comportamiento de las cargas elementales. En este caso, se diferenciaban dos tipos de factores que provocaban la diversidad de cargas: el factor *espacial*, asociado a las diferentes características propias de las viviendas; y el factor *temporal*, relacionado con el comportamiento aleatorio de los consumidores. Así, dicho modelo utilizaba simulaciones individuales de larga duración —un verano completo, por ejemplo— para obtener la función de probabilidad de que un equipo se encontrara demandando energía eléctrica en un determinado instante de tiempo. La figura III.5 recoge esquemáticamente la filosofía de obtención de la demanda agregada en base a esta metodología, [Cha81].

También a comienzos de los 80 surge una nueva metodología de agregación, basada en una aproximación de *Cadena de Markov*, para obtener tanto el estado de los equipos como la distribución de temperaturas internas en las viviendas. En referencia a ésta última, indicar que su función de densidad se consideraba acotada entre $19,5^\circ\text{C}$ y 24°C , escogiendo un total de 32 niveles discretos en los que distribuir la totalidad de casos posibles admitidos, [Ngu82]. Otros estudios de esos años proponen técnicas de agregación basadas en una *normalización* de los parámetros. Así, se consideraba la temperatura exterior como suma de un valor medio y una desviación alrededor de esta media, definiéndose entonces la demanda de una carga aleatoria elemental a partir de una serie de Taylor truncada, y la demanda agregada como suma de dos términos: uno dependiente de los valores climáticos medios y de la temperatura de consigna del termostato, y otro asociado a las fluctuaciones de la temperatura exterior, [Cal82].

A mediados de los 80, diversos autores proponen agrupar las viviendas en *clases*, atendiendo a diferentes criterios. Así, en [Pah85] se sugiere una clasificación para equipos de aire acondicionado de acuerdo con la potencia nominal de los mismos —*ratings*—; determinando la demanda agregada a partir de una muestra aleatoria de cada grupo, y asumiendo, para un número de cargas por grupo suficientemente elevado, que el *Duty-cycle* de esa clase sería igual a la probabilidad de que el equipo concreto considerado se encontrara a ON durante un período de tiempo tomado como referencia. Esta clasificación, atendiendo exclusivamente a la potencia

de los equipos, sería posteriormente considerada poco atractiva por otros autores en publicaciones posteriores, [Bar88]. Otra de las metodologías que hacen uso de la clasificación de cargas, se basaba en agrupar equipos que presentaran similares características funcionales —estado, $m(t)$ — y de comportamiento eléctrico —demanda—. Cada conjunto de cargas definía un *grupo homogéneo*, empleándose un modelo estocástico para simular el comportamiento de cada carga elemental, y un proceso tipo Montecarlo para generar la demanda agregada correspondiente a ese grupo, considerando la potencia nominal de los mismos, $P(V, f)$, como parámetro común a todos ellos, [Cho84].

$$P(t) = \sum_{i=1}^N P_i(t) = \sum_{i=1}^N m_i(t) \cdot P(V, f) \quad (\text{III.7})$$

$$P(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i(t) \cdot N \cdot P(V, f) = \bar{m}(t) \cdot N \cdot P(V, f) \quad (\text{III.8})$$

Si el número de equipos por grupo N es suficientemente grande, la variable aleatoria discreta $\bar{m}(t)$ podría ser aproximada a una variable continua. En este caso, el problema de determinar la variable aleatoria $\bar{m}(t)$ para cada instante de tiempo se resolvió, dando lugar a un sistema de dos ecuaciones diferenciales de *Fokker-Planck* acopladas, describiendo las funciones de densidad, $f_1(\lambda, t)$ y $f_0(\lambda, t)$ asociadas a cada uno de los estados en los que puede encontrarse un equipo — $m(t) = 0$, $m(t) = 1$ — en función del instante de tiempo y del valor de temperatura interna, $x(t)$, [Mal85].

$$f_1(\lambda, t) \cdot d\lambda = Pr[(\lambda < x(t) \leq \lambda + d\lambda) \cap (m(t) = 1)] \quad (\text{III.9})$$

$$f_0(\lambda, t) \cdot d\lambda = Pr[(\lambda < x(t) \leq \lambda + d\lambda) \cap (m(t) = 0)] \quad (\text{III.10})$$

Así, $\bar{m}(t)$ quedaba definida, para el caso concreto de equipos de aire acondicionado, como:

$$\bar{m}(t) = \int_{x_-}^{+\infty} f_1(\lambda, t) dx \quad (\text{III.11})$$

Donde x_- representa la temperatura mínima asociada a la banda muerta del termostato.

A finales de los 80, se propone determinar la función de densidad de probabilidad del *Duty-cycle* mediante un simple ajuste a una distribución Beta. La idea era partir de valores reales y realizar una estimación de los parámetros de dicha función de densidad, realizando una transformación a partir de la media y la desviación típica derivada directamente de los datos empíricos. La principal ventaja de esta modelización estaba en la facilidad de conocer el impacto que un determinado programa de control de cargas ejercería sobre un grupo de equipos. Así, si se limitaba el *Duty-cycle* por debajo del 60%, por ejemplo, la función de densidad durante el control quedaría igual a la función sin control para valores menores del límite, y en este punto tomaría un valor que englobase todos los equipos cuyo ciclo de trabajo fuese mayor de este valor umbral, [Rya89].

Durante la década de los 90 continúan publicándose trabajos sobre la problemática del proceso de agregación. Algunos autores parten de metodologías ya presentadas con anterioridad, [Alv92, Lau94], mientras que otros establecen criterios diferentes

de acuerdo con sus objetivos perseguidos. Así, a comienzos de esta década se presenta un modelo agregado para equipos de acumulación a nivel de subestación, construyéndose su función de probabilidad de demanda en base a la temperatura ambiente prevista para el día siguiente, tomando para esta última un valor medio esperado $\bar{\theta}$ y una desviación estándar asociada σ_{θ} , [Hat90]. Posteriormente, las *ecuaciones de Kolmogorov inversas* son aplicadas de nuevo para la obtención de una función de densidad con la que estimar los tiempos de conexión y desconexión de cargas eléctricas de calefacción. A partir de estos parámetros, se propone determinar la demanda individual como el producto de la capacidad de calentamiento, H_i , por la probabilidad máxima asociada al ciclo de trabajo de la carga elemental, $(MLDC)_i$; y así, obtener la demanda agregada por simple suma de demandas individuales, [Sri93].

$$P(t) = \sum_{i=1}^N (MLDC)_i \cdot H_i \quad (\text{III.12})$$

En publicaciones recientes, la agregación de cargas termostáticas ha sido también presentada como una suma de perfiles periódicos de demandas individuales idénticas, resultando la demanda agregada proporcional a la elemental para el caso de N cargas con igual comportamiento. Con el fin de introducir cierta dispersión se definió un *tiempo de retraso*, el cual introducía un intervalo aleatorio hasta el instante de la primera conexión de cada carga elemental, tendiendo la demanda agregada a un valor constante conforme el número de equipos considerados era mayor, [Bom99]. Por último, indicar que una de las últimas publicaciones sobre agregación y comportamiento de cargas finales aborda de nuevo la problemática del *cold load pick-up* en áreas residenciales. En este caso, se propone un modelo exponencial para simular la demanda agregada, suponiendo un valor constante durante un intervalo T_d inmediatamente después de la reposición, y decreciendo posteriormente de manera exponencial hasta un nivel estacionario P_0 , [Agn00]; modelo similar al presentado ya previamente en [Iha81].

$$P(t) = P_0 \left(1 + A \cdot e^{-\frac{t-T_d}{T_a}} \right) \quad (\text{III.13})$$

III.3. Técnicas de Comunicación y Control

III.3.1. Desarrollo de la Comunicación Empresa-Cliente

El desarrollo de las primeras políticas de Gestión de la Demanda puso de manifiesto la necesidad de contar con un sistema de comunicación entre la empresa suministradora y el consumidor con el fin de cubrir diversas funciones: por un lado, facilitar la evaluación de las acciones implementadas —a través de la monitorización de cargas de uso final—, y por otro, ofrecer una vía de unión empresa-cliente para aquellos programas que precisasen actuar directamente sobre las cargas —estrategias de control directo— o bien necesitasen aportar información puntual al consumidor —tarifas de interrumpibilidad, de tiempo de uso . . .—.

Los primeros sistemas de comunicaciones surgen durante la década de los 60, empleando inicialmente señales de radio y receptores analógicos para el control de las conexiones y desconexiones de termos eléctricos, [Oli69], y ampliándose posteriormente su aplicación a equipos de aire acondicionado. Así, a comienzos de los 70, el sistema implementado era conocido como sistema de un tono —*Single-tone*

system—, presentando ciertas deficiencias en la recepción de la señal debido a las interferencias generadas por otros equipos, lo cual motivó el desarrollo posterior de secuencias de dos tonos —*Two-tone system*—, con el fin de eliminar falsas señales derivadas del ruido.

Otra de las metodologías asociada a esta primera etapa se basaba en emplear la propia red de suministro como vía de comunicaciones, superponiendo señales de tensión sobre la onda inicial y escogiendo valores de amplitud entre el 1 y el 2% de esta última. Así, si se analizaba la onda resultante en un osciloscopio, se apreciaba un pequeño rizado como consecuencia de la señal de control introducida, lo cual dio nombre a la metodología —*ripple control*—. Estos sistemas de comunicación presentaron problemas para la elección del nivel de frecuencia implementado, ya que a frecuencias elevadas se producían atenuaciones considerables de la señal a su paso por transformadores y baterías de condensadores, mientras que con frecuencias cercanas a la nominal, los armónicos presentes en las líneas actuaban como fuentes aleatorias de ruido. A finales de los 70 se desarrollaron sistemas mixtos de radio y *ripple control* en los que se pretendía conjuntar las ventajas de cada uno de ellos, [Smi79]. No obstante, algunos autores y compañías de suministro apoyaron los sistemas de radio como soluciones más económicas, teniendo éstos un desarrollo continuado, y apareciendo, así, en los últimos años de la década de los 70, los primeros sistemas de conmutación digitales. En esta época, los receptores eran todavía programados individualmente, asignándoles tiempos de OFF predeterminados.

Durante la década de los 80 continuaron las modificaciones en los sistemas de comunicación. Por un lado, se consiguió disminuir el tráfico de señales, mediante la implementación de receptores capaces de leer mensajes en los que se incluía tanto el ciclo ON/OFF impuesto como el número de repeticiones deseadas. De esta forma se aumentaba notablemente la flexibilidad de los equipos, los cuales no estaban ya limitados a una estrategia de control concreta y fijada con anterioridad. Por otro lado, se definió un intervalo aleatorio de tiempo, anterior al comienzo de los períodos de control, con el que evitar el *sincronismo* de los equipos y la aparición de picos de demanda, posteriores al control, con valores similares e incluso mayores a los alcanzados sin control —*payback*—. Ejemplos de sistemas implementados en estos años pueden encontrarse en [Bzu89] y en [McC93]. Igualmente, en [Kön91] se presenta un sistema de control de cargas basado en el *ripple control* para su aplicación a equipos de almacenamiento de calor. En este caso, la frecuencia de los mensajes era de 175 Hz, con una duración en torno a los dos minutos.

Todos los sistemas comentados hasta ahora pertenecen al grupo denominado *One-way communication systems*, ya que sólo ofrecen comunicación en el sentido empresa → cliente. El desarrollo posterior de receptores más inteligentes denominados *smart meters*, los cuales derivaban de equipos de medida tradicionales, fomentó la aparición de sistemas de doble comunicación, permitiéndose así la incorporación de tareas de monitorización y automatización distribuida. Uno de los objetivos era la adquisición casi instantánea de datos concretos de demanda, lo cual permitía analizar los resultados diarios de una determinada estrategia de control, antes de que se implementase al día siguiente. Se tendía, pues, a un sistema en lazo cerrado, donde las salidas eran incorporadas como entradas en un período de tiempo posterior. Como soporte para la comunicación cliente → empresa se propuso el empleo de líneas telefónicas, siendo necesario distinguir entre la información obtenida a partir del *switch* implementado en el receptor y la asociada al funcionamiento propio del equipo, [Gar95]. En [Shw96] se tiene un ejemplo más de comunicación cliente → empresa, empleando también las líneas telefónicas como vía de unión entre ambos. Por otro

lado, en [Mak96] se realiza un estudio de los requisitos que deben cumplir los sistemas de comunicaciones bi-direccionales para la implementación de programas de *DSM* y *DA* con un número de clientes superior al millón, y un área geográfica a cubrir de grandes dimensiones. Los autores inciden especialmente en la velocidad de las comunicaciones, en los problemas derivados de ampliaciones futuras del sistema, y en las dificultades asociadas a la recogida y tratamiento de datos procedentes de una gran cantidad de cargas individuales espacialmente distribuidas.

En publicaciones más recientes se han incorporado las posibilidades que ofrece *Internet* como nuevo medio de comunicaciones, integrando tecnologías de la información con acciones de *DSM*. Entre las ventajas encontradas está el bajo coste de implantación, la rapidez en las respuestas y la interacción con el usuario, pudiendo alcanzar cuotas de penetración en el mercado con una mayor facilidad, [Xue98]. Otros autores proponen incluir diferentes objetivos —diagnósticos de faltas, regulación de potencia reactiva ...— dentro de estos nuevos sistemas de información, [Kla00]. Indicar, por último, la presencia en el mercado actual de empresas dedicadas a la comercialización de equipos para el control de cargas de uso final. Como ejemplos de éstas se tiene *Dencor*, la cual ofrece sistemas de control a través de líneas telefónicas, o *Cannon Technologies*, cuyos equipos también permiten la comunicación mediante señales de radio dentro de un amplio intervalo de frecuencias, [Can, Den].

III.3.2. Monitorización de Cargas de Uso Final

La evaluación de programas de *DSM* es, junto con el diseño e implementación, una de las etapas fundamentales en las que podría dividirse la trayectoria de cualquier programa de *DSM*. En el capítulo anterior se realizó un resumen de las metodologías de evaluación existentes, las cuales se han llevado a la práctica empleando dos herramientas principales:

- Modelos
- Monitorización de cargas

De estas dos alternativas, la medición de consumos —monitorización— es la que ofrece resultados más precisos y, evidentemente, más costosos económicamente. Este último inconveniente ha sido una de las mayores barreras a la expansión de su uso. No obstante, en los últimos años se ha producido un aumento significativo en la relación prestaciones/precio, potenciada por las mejoras sufridas en la comunicación empresa-cliente con la implementación de sistemas de doble comunicación, tal como se comentó anteriormente (apartado III.3.1). En cuanto a las tecnologías aplicadas a la monitorización de consumos, éstas podrían dividirse en dos grandes grupos, [Alm94]:

Monitorización intrusiva: los equipos de medición se sitúan directamente sobre cada una de las cargas elementales que se desea medir, pudiendo por este motivo no ser completamente aceptado por los consumidores. Uno de sus ejemplos lo constituyen los denominados *data loggers*, éstos poseen normalmente un sistema multi-canal de entradas, realizando un pre-procesado de los datos que facilite el tratamiento posterior de los mismos. Necesitan de una instalación *in situ*, con un coste variable en función del transductor utilizado —con un cableado propio—. Algunos equipos permiten la comunicación vía módem para la monitorización remota. En este caso, las unidades pueden ser interrogadas a conveniencia, o bien programadas para transmitir datos cada cierto tiempo.

Para aquellas cargas en las que puede considerarse su potencia constante, sólo es necesario monitorizar los instantes de ON y OFF, deduciendo los consumos de los períodos de operación y reduciendo considerablemente los costes —*time-on data loggers*—.

Monitorización no-intrusiva: consiste en situar los equipos de medida *aguas arriba* del cliente, realizando mediciones globales de su consumo y posteriormente desagregando dicha demanda en virtud de modelos de carga —como los descritos en el apartado III.1.1.2— y de algoritmos de reconocimientos de patrones. La única información que se precisa es un inventario de las cargas que el cliente posea, aunque existen herramientas para un aprendizaje adaptativo de los equipos. Entre sus inconvenientes se tienen los errores cometidos durante el proceso de desagregación, la dificultad a la hora de modelizar cargas de demanda cíclica (equipos de aire acondicionado, frigoríficos . . .), así como las modificaciones que introducen las etapas de electrónica de potencia en el comportamiento tradicional de las cargas.

Las tendencias en las comunicaciones está generando la aparición de sistemas más complejos donde pueda existir una interacción entre las cargas, de forma que la conexión y desconexión de las mismas sea coherente tanto con las tarificaciones, como con el funcionamiento del resto de equipos. Indicar, por último, que la monitorización de cargas ha sido empleada también para el reconocimiento de patrones de consumo y comportamiento de los clientes. En [Par96] se tiene un ejemplo de monitorización intrusiva —mediante *multi-channel data loggers*— llevada a cabo en 10 viviendas residenciales. El objetivo en este caso era entender los consumos energéticos diarios y poder actuar para aumentar la eficiencia del sistema. Igualmente, se han desarrollado metodologías de desagregación de cargas en función de las formas de onda de tensión e intensidad en un punto concreto de la red, [Fue01].

III.3.3. Gestión de Cargas Residenciales: Algoritmos de Control

III.3.3.1. Restrospectiva histórica

El control directo de cargas, enmarcado dentro de la Gestión de Cargas —*LM*—, ha sido una de las opciones que más interés ha despertado a lo largo de estas dos últimas décadas, posiblemente debido al papel de privilegio que otorga a las empresas eléctricas, permitiéndoles temporalmente la conexión y desconexión de cargas de uso final. En cuanto a los objetivos buscados con este tipo de acciones, éstos han sido bastante variados, pudiéndose destacar entre los más comúnmente implementados la minimización del pico de demanda, de los costes de producción y transporte, así como las disminución de inversiones inmediatas en la red por un mejor aprovechamiento de la misma —*upgrading*—. Para la consecución de estos objetivos se ha desarrollado un amplio abanico de algoritmos de generación de estrategias de control, los cuales seguidamente se pasan a comentar.

Durante la década de los 80, las técnicas de control de cargas partían de la subdivisión de éstas en diferentes grupos, dentro de los cuales todos los equipos eran controlados bajo la misma estrategia. La mayoría de las metodologías desarrolladas empleaban *métodos de enumeración*, consistentes en la evaluación de una secuencia de patrones de control y la elección posterior de aquella candidata que minimizase costes, los cuales solían modelizarse mediante aproximaciones cuadráticas, [Bha86]. Ejemplos de esta metodología se tienen en [Bzu90], donde se presenta la reducción al 50% del *Duty-cycle* de los equipos de aire acondicionado, fijando períodos de

OFF y ON de 15 minutos consecutivamente, a partir de valores medios estimados de temperatura interior y exterior; y en [Che90], donde se aplican diferentes estrategias de control de cargas sobre clientes industriales, incentivados por la disminución en sus tarificaciones.

Las principales limitaciones que planteaban estos métodos son las siguientes: por un lado, los patrones de control han de ser todos especificados a priori; y por otro, no permiten redefinir los períodos de control durante la implementación de una estrategia concreta. Metodologías desarrolladas a finales de esa década intentaron cubrir estas deficiencias. Así, en [Coh88] se utiliza la programación dinámica para obtener la estrategia de control óptima de cada grupo, fijadas las estrategias de los demás grupos. Este planteamiento permitía adoptar cualquier duración del período de control, fijar el instante de inicio del control, así como reestructurar los patrones de control durante su ejecución. Matemáticamente, el problema consistía en minimizar la siguiente función:

$$\sum_{t=1}^N f(L(t) + DEL(t)), \quad (\text{III.14})$$

donde $L(t)$ es la demanda prevista y $DEL(t)$ es la carga asociada a los equipos controlados de un grupo concreto. Según se realizase la elección de la función f , el objetivo solía ser minimizar los costes de producción, o bien el pico de demanda —fijando la función f , en este caso, como $(L(t) + DEL(t))^p$ —.

A comienzos de los 90 aparecen estrategias de control directo aplicadas sobre acumuladores de calor. La comunicación empresa-cliente se establecía empleando la propia red de suministro —*ripple control*—, incorporándose en los equipos dos tipos de controladores: *forward* y *reverse*. El primero de ellos imponía los períodos de carga al comienzo del intervalo de tiempo establecido para ello, mientras que el segundo controlador introducía retrasos para desfazar unos períodos de carga de otros. La implementación de un programa de control de cargas podía llevarse a cabo en cualquier momento, empleándose dos metodologías: la desconexión de un grupo específico de equipos, o la introducción del valor de carga que se desea disminuir, [Eff92]. Igualmente, se tienen también ejemplos de aplicación de la programación dinámica para determinar la estrategia de control óptima sobre equipos de aire acondicionado, con el fin de maximizar el ahorro en los costes de generación, [Hsu91]. En este caso, el fenómeno de *payback* era introducido mediante patrones, en función de los intervalos de tiempo anteriores,

$$\begin{aligned} Z_{\text{payback}}(n+1) &= 0,6 \cdot y_{DLC}(n) \\ Z_{\text{payback}}(n+2) &= 0,3 \cdot y_{DLC}(n) \\ Z_{\text{payback}}(n+3) &= 0,1 \cdot y_{DLC}(n), \end{aligned} \quad (\text{III.15})$$

donde $y_{DLC}(n)$ corresponde a la reducción de carga debida al control en el intervalo de tiempo n . Sus inconvenientes principales eran los elevados tiempos de computación y necesidades de memoria conforme el número de puntos considerado por grupo aumentaba, lo cual limitaba su aplicación a períodos de tiempo pequeños. Como mejora a este proceso, posteriormente se presentó una metodología basada en la *programación dinámica multi-paso*, [Wei95], cuyos objetivos eran reducir el pico de demanda y los costes de producción simultáneamente. Entre las hipótesis de partida destaca el asumir la demanda de los equipos constante durante el día —con una

área de carga controlable rectangular—, fijando patrones de payback con períodos de 3 horas de duración y unos períodos de OFF forzados de 15 minutos.

Es también a mediados de los 90 cuando se desarrollará una metodología para aplicación en termos eléctricos, denominada *método de generación de columnas*, la cual venía a combinar las ventajas de la programación lineal y dinámica simultáneamente, [Lau95]. El objetivo principal era la disminución del pico de demanda, evitando al mismo tiempo la aparición de picos secundarios. Tal y como sucedía con las estrategias anteriores, uno de sus principales inconvenientes era la necesidad de definir *a priori* los escenarios de control admisibles para cada uno de los grupos — $m_k, k = 1, 2 \dots q$ —. Entre sus aportaciones destaca la posibilidad de fraccionar un mismo grupo de cargas en varios subgrupos, estando cada uno de éstos sometidos a estrategias de control diferentes. Así, su estructura básicamente estaba conformada por un conjunto n de intervalos de tiempo, considerándose en cada uno de ellos la demanda total — X_i — como suma de demandas de los q grupos. Se tenía, pues, una demanda asociada a los termos eléctricos por grupo e intervalo de tiempo — a_{ijk} —, así como una fracción de éstos sometida a cada una de las m_k estrategias de control predefinidas. Matemáticamente el problema quedaba expresado del siguiente modo,

$$\begin{aligned} & \text{Mín Máx} [X_1, X_2, \dots, X_n] \\ X_i = & (\text{Carga No-controlable})_i + \sum_{k=1}^q \sum_{j=1}^{m_k} a_{ijk} \cdot P_{jk} \quad (i = 1, 2, \dots, n). \end{aligned} \quad (\text{III.16})$$

Otra de las metodologías publicada en estos años propone una alternativa al empleo de la programación dinámica para, en este caso, minimizar los costes de operación del sistema, [Che95]. Aquí la problemática del control de cargas se plantea como un trasvase energético desde unos períodos de tiempo hacia otros, y no como un ahorro de energía propiamente dicho. Así, el modelo de *payback* empleado hace uso del concepto de demanda de energía *aplazada* debido al control, y que posteriormente será necesario proporcionar al equipo —*cumulative deferred energy demand*—. El algoritmo quedaba dividido en dos etapas: una primera de identificación de patrones de control aplicables a cada grupo de cargas, y una segunda de elección de la estrategia de control óptima mediante la analogía con un problema de flujo de redes binario. Los costes del sistema son modelizados mediante polinomios de segundo grado, obteniéndose índices de ahorro mayores que con la programación dinámica, con tiempos computacionales aproximadamente tres veces menores. En [Kur96], donde se aplica de nuevo la programación lineal, se indica explícitamente la relación entre la energía demanda con control y sin control, estableciendo un 88% para el caso de termos eléctricos y un 92% para equipos de aire acondicionado. Estos valores inciden de nuevo en la idea del control de cargas como programa de desplazamiento de demanda. Una mejora a esta última metodología aparece en [Ng98] donde, en lugar de determinarse la cantidad de carga a controlar, el algoritmo decide el número de clientes que van a ser controlados. La solución óptima se obtiene mediante una técnica de aproximación sucesiva, tomando para los costes una función no lineal.

III.3.3.2. Tendencias actuales

Hasta ahora, todas las metodologías presentadas han tenido como uno de sus objetivos principales la reducción del pico de demanda y el desplazamiento de consumos de unos períodos de tiempo a otros —con la finalidad de disminuir los costes

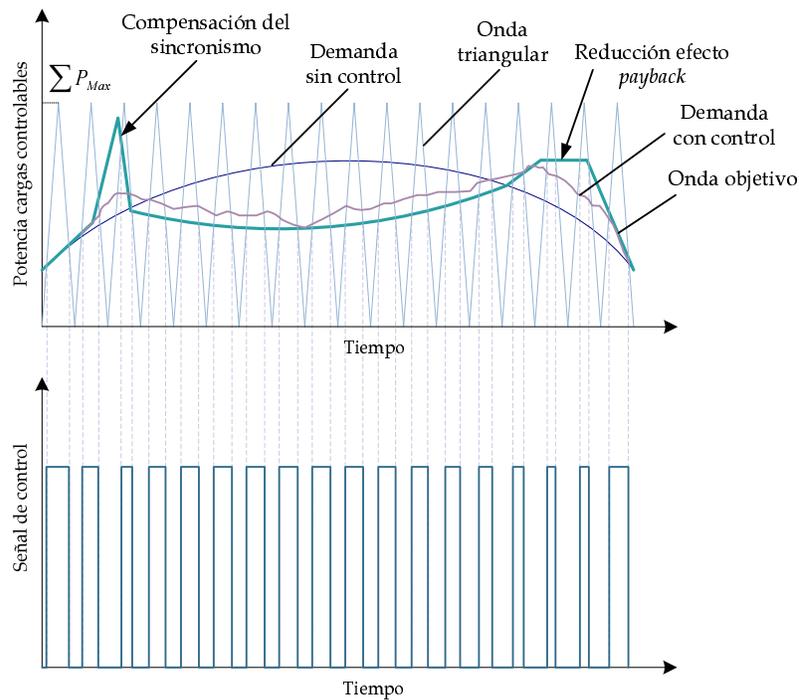


Figura III.6: PWM aplicado al control de cargas

del sistema—. Estos algoritmos poseen una aplicación limitada si el objetivo perseguido es la distribución de cargas durante varias horas, en base a un determinado perfil de demanda —*specific load pattern*—. Uno de las metodologías que vienen a cubrir estas deficiencias es la presentada en [NA96], donde se hace uso de la técnica basada en la modulación por ancho de pulso —*Pulse Width Modulation, PWM*—. En este caso, una onda triangular —moduladora— es directamente comparada con la onda objetivo para fijar los instantes de conexión y desconexión de los equipos, generándose los anchos de pulso resultantes. Para evitar el efecto de *payback*, a la onda objetivo se le asignan valores mayores que sin control en los intervalos de tiempo posteriores al período de reducción de demanda, tal como muestra la figura III.6.

La implementación de esta metodología presenta algunos inconvenientes. Entre ellos podría destacarse la necesidad de conocer la onda moduladora asociada a la demanda *parcial* de cargas controlables, y no a la demanda total que se tiene en un punto concreto de la red. Es decir, si se desea una disminución del pico de demanda se tendría que asociar con la forma deseada de las cargas controlables. Por otro lado, las temperaturas interiores de los consumidores no quedan explícitamente controladas, por lo que podrían aceptarse estrategias de control que, aún cumpliendo con los requisitos de la onda objetivo, no cumplieren las restricciones marcadas por los clientes.

Otra de las metodologías desarrolladas recientemente hace uso del análisis de flujos de potencia para la selección óptima de cargas a controlar, teniendo en cuenta restricciones propias de la red y limitaciones de generación, [Maj96]. La elección del análisis por flujo de potencia queda justificado al introducir como parámetro el factor de potencia de las cargas controlables: para los mismos MW de reducción, puede ser interesante controlar cargas con alta reactiva, con lo que se estará al mismo tiempo mejorando el factor de potencia del conjunto. Los mismos autores son también defensores de las tarifas de interrumpibilidad dinámicas, con el fin

de reflejar los costes marginales asociados a la generación de la forma más exacta posible.

La lógica difusa ha sido también recientemente aplicada en el campo del control de cargas. Uno de los motivos principales de su introducción se debe al deseo de considerar con carácter prioritario las preferencias marcadas por los clientes, ya que anteriormente la agrupación de cargas se realizaba normalmente atendiendo exclusivamente a las características de éstas, o bien a la tipología de las viviendas. Así, en [Bha96] se propone la inclusión de dos nuevos criterios dentro de cada grupo de cargas: uno proporcional a la temperatura interna deseada por el cliente, y otro proporcional a la máxima temperatura que el consumidor está dispuesto a tolerar durante los períodos de control. Se definen así una serie de *subconjuntos difusos*, asociados con el nivel energético demandado por los clientes, función de sus temperaturas de consigna —*Small* entre 0,5 y 1 kWh, *Medium* entre 0,8 y 1,3 kWh, y *Large* entre 1,25 y 1,55 kWh—. Publicaciones posteriores tendrán también en cuenta las incertidumbres asociadas al tiempo de desconexión propio de cada equipo elemental y a los errores derivados de las previsiones de demanda, considerando los perfiles de demanda como variables de tipo *fuzzy*, [Yan99]. Las redes neuronales también se están empleando actualmente para la obtención de estrategias de control de cargas, en concreto, empresas eléctricas de Taiwan las están utilizando para el control de sistemas que incorporan, a su vez, acumulación de frío. Para determinar el grado de aceptabilidad de estas estrategias, las empresas realizan periódicamente encuestas entre sus clientes, derivado de ellas la aplicabilidad de cada estrategia implementada.

Recientemente se ha presentado una metodología multiobjetivo con la finalidad de cubrir aspectos económicos, técnicos y de calidad del servicio, [Jor00]. Este planteamiento tan generalista puede llevar en ocasiones a adoptar soluciones de compromiso, dado el carácter contrapuesto de los sectores considerados —empresas suministradoras y consumidores—. El planteamiento matemático se reduce a un conjunto de expresiones que han de maximizarse/minimizarse en base a una serie de restricciones, para su resolución se hace uso de la programación lineal para funciones multiobjetivo mediante el empleo del método interactivo de pasos —*STEM*—. Uno de los inconvenientes que plantea es la necesidad de conocer a priori las estrategias de control válidas, siendo necesario realizar una preselección de éstas.

La figura III.7 recoge de forma esquemática todo el proceso global, sirviendo a su vez como resumen final de la mayoría de los aspectos tratados en este capítulo.

Bibliografía

- [Agn00] E. Agneholm, J. Daalder. *Cold load pick-up of residential load*. IEE Proceedings on Gener. Transm. and Distribution, vol. 171, no. 1, (2000), pp. 44–50
- [Alm94] A. T. D. Almeida, E. L. Vine. *Advanced monitoring technologies for the evaluation of demand-side management programs*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, no. 3, (1994), pp. 1691–1697
- [Alv92] C. Alvarez, R. Malhamé, A. Gabaldón. *A class of models for load management application and evaluation revisited*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 4, (1992), pp. 1435–1443
- [Bar88] D. Bargiotas, J. D. Birdwell. *Residential air conditioner dynamic model for direct load control*. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 3, no. 4, (1988), pp. 2119–2126

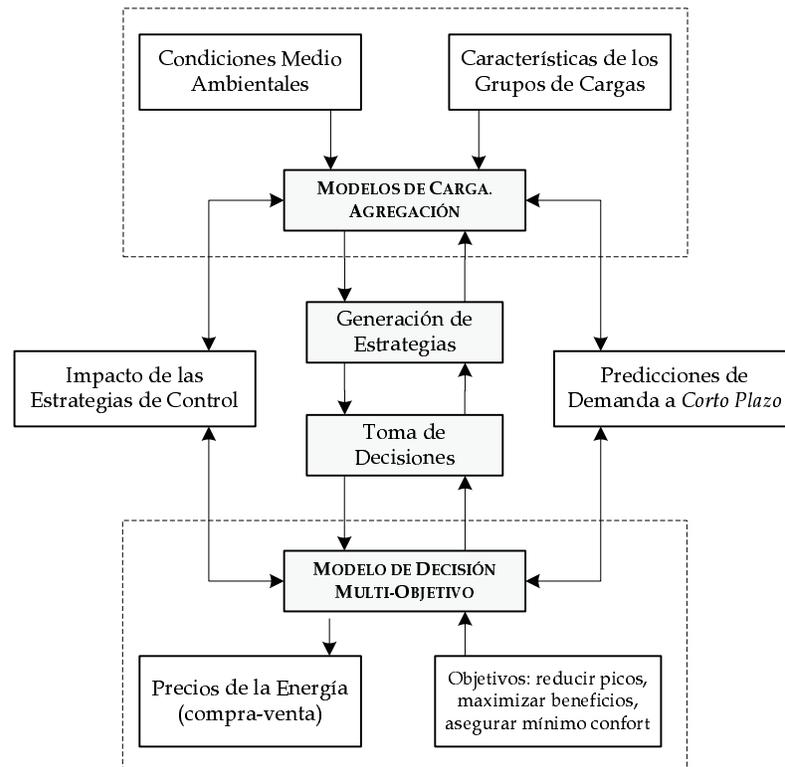


Figura III.7: Entorno global de decisión de estrategias de control

- [Bed01] B. Y. Bedouani, A. Moreau, M. Parent, B. Labrecque. *Central electric thermal storage feasibility for residential application. (part 1 and 2)*. Int. J. Energy Res., vol. 25, (2001), pp. 53–83
- [Bha86] R. Bhatnagar, S. Rahman. *Dispatch of direct load control for fuel cost minimization*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 1, no. 4, (1986), pp. 96–102
- [Bha96] K. Bhattacharyya, M. L. Crow. *A fuzzy logic based approach to direct load control*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 2, (1996), pp. 708–714
- [Boi96] O. Boix. *Estudio y modelización en régimen permanente de cargas no lineales para el análisis de armónicos en redes eléctricas*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona (1996)
- [Bom99] E. Bompard, E. Carpaneto, G. Chicco, R. Napoli. *Contribution of loads with thermostatic control to the long-term dynamics*. IEEE Power Tech. Conference 1999, vol. Paper 296-15
- [Bzu89] J. J. Bzura. *Radio control of water heater in Rhode island*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, (1989), pp. 26–29
- [Bzu90] J. J. Bzura. *Radio control of air conditioning in Rhode island*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, no. 2, (1990), pp. 448–451
- [Cal82] T. Calloway, C. Brice. *Physically-based model of demand with applications to load management assessment and load forecasting*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-101, no. 12, (1982), pp. 4625–4630

- [Can] Cannon Technologies Inc. (<http://www.cannontech.com>)
- [Cha81] M. L. Chan, G. B. Ackerman. *Simulation-based load synthesis methodology for evaluating load-management programs*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-100, no. 4, (1981), pp. 1771–1778
- [Cha00] W. Charytoniuk, E. D. Box, W. J. Lee, M. S. Chen, P. V. Olinda. *Neural-network-based demand forecasting in a deregulated environment*. IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 36, no. 3, (2000), pp. 893–898
- [Che90] C. S. Chen, J. T. Leu. *Interruptible load control for taiwan power company*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, no. 2, (1990), pp. 460–465
- [Che93] C. S. Chen, J. N. Sheen. *Cost benefit analysis of a cooling energy storage system*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no. 4, (1993), pp. 1504–1510
- [Che95] J. Chen, F. N. Lee, A. M. Breipohl, R. Adapa. *Scheduling direct load control to minimize system operational cost*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 4, (1995), pp. 1994–2001
- [Cho79] C. Y. Chong, A. S. Debs. *Statistical synthesis of power system functional load models*. IEEE Proceedings Conf. Decision Control, (1979)
- [Cho84] C. Y. Chong, R. Malhamé. *Statistical synthesis of physically based load models with applications to cold load pickup*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-103, no. 7, (1984), pp. 1612–1628
- [Coh88] A. I. Cohen, C. C. Wang. *An optimization method for load management scheduling*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, no. 2, (1988), pp. 612–618
- [Dar91] B. Daryanian, R. E. Bohn, R. D. Tabors. *An experiment in real time pricing for control of electric thermal storage systems*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, no. 4, (1991), pp. 1356–1365
- [Dar93] B. Daryanian, R. E. Bohn. *Sizing of electrical thermal storage under real time pricing*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no. 1, (1993), pp. 35–43
- [Den] Dencor - Energy Control Systems (<http://www.dencorinc.com>)
- [Eff92] L. Effler, G. Schellstede. *Optimization of energy procurement and load management*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 1, (1992), pp. 327–333
- [Eto97] J. Eto, M. Moezzi. *Metered residential cooling loads: comparison of three models*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 12, no. 2, (1997), pp. 858–867
- [Fau97] M. Fauri. *Harmonic modelling of non-linear load by means of crossed frequency admittance matrix*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 12, no. 4, (1997), pp. 1632–1638
- [Fli82] J. Flitter, L. Markel. *A load management feasibility study*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-101, no. 10, (1982), pp. 3877–3884

-
- [Fue01] J. A. Fuentes. *Modelos eléctricos de respuesta de cargas: obtención y aplicación a la identificación de usos finales en bajos niveles de agregación*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena (Julio 2001)
- [Gab99] A. Gabaldón, C. Alvarez, F. J. Cánovas, J. A. Fuentes, A. Molina. *Physically based load modelling of hvac loads with some kind of energy storage: principles and aggregation*. 4th International Congress Energy, Environment and Technological Innovation, vol. 1, (1999), pp. 329–335
- [Gal74] F. D. Galiana. *Identification of stochastic electric load models from physically data*. IEEE Trans. on Automatic Control, vol. 19, (1974), pp. 887–893
- [Gar95] E. Gardner. *Load management: past, present and future*. 39th Annual Conference Rural Electric Power, (1995), pp. A2/1–13
- [GE79] GE, MIT. *Systems engineering for power: load modeling methodologies*. Documentación técnica HCP/T5112-01, Department of Energy (1979)
- [Gel93] C. W. Gellings, J. Chamberlain. *Demand-side management planning*. PennWell Publishing Company, 1993
- [Gom95] A. Gomes, A. G. Martins. *Electric load modelling and simulation for assessing dsm actions*. III Intern. Congress Energy, Environment and Technological Innovation, (1995), pp. 449–454
- [Hat90] N. Hatziargyriou, T. S. Karakatsanis, M. Papadopoulos. *Probabilistic calculations of aggregate storage heating loads*. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 5, no. 3, (1990), pp. 1520–1526
- [Hsu91] Y.-Y. Hsu, C.-C. Su. *Dispatch of direct load control using dynamic programming*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, no. 3, (1991), pp. 1056–1061
- [Iha81] S. Ihara, F. C. Schweppe. *Physically based modeling of cold load pickup*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. 100, no. 9, (1981), pp. 4142–4150
- [Jor00] H. Jorge, C. H. Antunes, A. G. Martins. *A multiple objective decision support model for the selection of remote load control strategies*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 15, no. 2, (2000), pp. 865–872
- [Kla00] I. Klavuts, V. Medvedkov, V. Anisimov. *Information systems in demand side management*. 4th International Symposium on Science and Technology, vol. 2, (2000), pp. 97–102
- [Kön91] U. Köntges. *Integration of a ripple control system for the switching of electric night storage heating in a network control system*. International Conference on Power Industry Computer Applications, (1991), pp. 38–44
- [Kun94] P. Kundur. *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994
- [Kur96] C. N. Kurucz, D. Brandt, S. Sim. *A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 4, (1996), pp. 1817–1824

- [Lan82] W. W. Lang, M. Anderson, D. R. Fannin. *An analytical method for quantifying the electrical space heating component of a cold load pickup*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-101, no. 4, (1982), pp. 924–932
- [Lan96] I. E. Lane, N. Beute. *A model of the domestic hot water load*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 4, (1996), pp. 1850–1855
- [Lau94] J. C. Laurent, R. P. Malhamé. *A physically-based computer model of aggregate electric water heating loads*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, no. 3, (1994), pp. 1209–1217
- [Lau95] J. C. Laurent, G. Desaulniers, R. P. Malhamé, F. Soumis. *A column generation method for optimal load management via control of electric water heaters*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 3, (1995), pp. 1389–1399
- [Maj96] S. Majumdar, D. Chattopadhyay, J. Parikh. *Interrumpible load management using optimal power flow analysis*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 2, (1996), pp. 715–720
- [Mak96] S. Mak, D. Radford. *Communication system requirements for implementation of large scale demand side management and distribution automation*. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 11, no. 2, (1996), pp. 683–689
- [Mal85] R. P. Malhamé, C. Y. Chong. *Electric load model synthesis by diffusion approximation of a high-order hybrid-state stochastic system*. IEEE Trans. on Automatic Control, vol. AC-30, no. 9, (1985), pp. 854–860
- [McC93] A. I. McCartney. *Load management using radio teleswitches within nie*. Power Engineering Journal, (1993), pp. 163–169
- [Mor88] R. E. Mortensen, K. P. Haggerty. *A stochastic computer model for heating and cooling loads*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, no. 3, (1988), pp. 1213–1219
- [NA96] N. Navid-Azarbaijani, M. H. Banakar. *Realizing load reduction functions by aperiodic switching of load groups*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 2, (1996), pp. 721–727
- [Neh95] M. H. Nehrir, P. S. Dolan, V. Gerez, W. J. Jameson. *Development and validation of a physically-based computer model for predicting winter electric heating loads*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 1, (1995), pp. 266–272
- [Ng98] K.-H. Ng, G. B. Sheblé. *Direct load control - a profit-based load management using linear programming*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 13, no. 2, (1998), pp. 688–695
- [Ngu82] H.-T. Nguyen, J. D. Birdwell, F. Hall. *A physically-based low-order model for aggregate air conditioner loads*. Proceedings American Control Conference, (1982), pp. 1152–1154
- [Nou92] A. H. Nouredine, A. T. Alouani, A. Chandrasekaran. *On the maximum likelihood duty cycle of an appliance and its validation*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 1, (1992), pp. 228–235

-
- [Oli69] J. Oliver. *Radio control of water heaters and distribution station voltage regulation*. IEEE Summer Power Meeting, (1969), vol. CP 666-PWR
- [Orp99] M. Orphelin, J. Adnot. *Improvement of methods for reconstructing water heating aggregated load curves and evaluating demand-side control benefits*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 4, (1999), pp. 1549–1555
- [Pah85] A. Pahwa, C. W. Brice. *Modeling and system identification of residential air conditioning load*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-104, no. 6, (1985), pp. 1418–1425
- [Par96] D. S. Parker, M. D. Mazzara, J. R. Sherwin. *Monitored energy use patterns in low-income housing*. Florida Solar Energy Center. <http://www.fsec.ucf.edu>, (1996)
- [Ree89a] J. H. Reed, R. P. Broadwater, A. Chandrasekaran. *Air conditioner model study using athens load control experimental data*. IEEE Proceedings Energy and Information Technologies in the Southeast, vol. 1, (1989), pp. 390–394
- [Ree89b] J. H. Reed, J. C. Thompson, R. P. Broadwater, A. Chandrasekaran. *Analysis of water heater data from athens load control experiment*. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 4, no. 2, (1989), pp. 1232–1238
- [Rya89] N. E. Ryan, J. T. Powers, S. D. Braithwait, B. A. Smith. *Generalizing direct load control program analysis: implementation of the duty cycle approach*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 1, (1989), pp. 293–299
- [Shw96] M. H. Shwehdi, A. Z. Khan. *An assessment method for consumer load management*. 8th Mediterranean Electrotechnical Conference, vol. 3, (1996), pp. 1360–1363
- [Smi79] T. D. Smith, E. M. Hollandsworth. *A novel system for managing electrical utility loads*. 7th IEEE Transmission and Distribution Conference, vol. 1, (1979), pp. 594–599
- [Sri93] S. Srinivasan, A. Chandrasekaran, A. T. Alouani. *Validation of applying the maximum likelihood duty cycle forecast for residential load aggregation*. XXV Southeastern Symposium on System Theory, vol. 1, (1993), pp. 119–123
- [Tee98] J. Teeter, M. Y. Chow. *Application of functional link neural network to hvac thermal dynamic system identification*. IEEE Trans. on Industrial Electronics, vol. 45, no. 1, (1998), pp. 170–176
- [Tol02] J. C. Toledano. *Aplicaciones y experiencias de iberdrola en viviendas con control domótico*. <http://www.cedom.org> (May 2002)
- [Uça98] C. Uçak, R. Çağlar. *The effects of load parameter dispersion and direct load control actions on aggregated load*. International Conference on Power System Technology, vol. 1, (1998), pp. 280–284
- [Var93] S. Varadan, E. Makram. *Generalized load modeling in the presence of harmonics and distortion*. 25th Southeastern Symposium on System Theory, (1993), pp. 124–128

- [Vil00] S. A. Villalba, C. Alvarez. *Hybrid demand model for load estimation and short term load forecasting in distribution electric systems*. IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 15, no. 2, (2000), pp. 764–769
- [Wal85] C. F. Walker, J. L. Pokoski. *Residential load shape modeling based on customer behavior*. IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-104, no. 7, (1985), pp. 1703–1711
- [Wei95] D.-C. Wei, N. Chen. *Air conditioner direct load control by multi-pass dynamic programming*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 1, (1995), pp. 307–313
- [Xue98] W. Xueyong, H. Zhaoguang, G. Kunlun. *Demand-side management information service system on world wide web*. International Conference on Power System Technology, vol. 1, (1998), pp. 288–292
- [Yan99] H.-T. Yang, K.-Y. Huang. *Direct load control using fuzzy dynamic programming*. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 146, no. 3, (1999), pp. 294–300

CAPÍTULO IV

Descripción y Validación de Modelos Elementales

Este capítulo está dedicado a la presentación y validación de los modelos elementales desarrollados durante la elaboración de la presente tesis. Así, primeramente se expondrá la estructura seguida en la deducción de los modelos, aplicándose posteriormente dicha metodología a cada una de las cargas consideradas. Una vez obtenidos estos modelos elementales, se procederá a su validación, a partir de las medidas realizadas principalmente sobre zonas residenciales de la Región de Murcia. Esta validación se complementará con una serie de discusiones sobre las simplificaciones que es posible realizar en base a los modelos de partida, teniendo en cuenta el tipo de aplicación donde se implementarán. En cuanto a los tipos de cargas elementales de uso final considerados, éstas se han dividido en dos grupos: cargas de climatización y acumuladores, desglosándose a su vez estos últimos en dos familias: estáticos y dinámicos.

IV.1. Introducción

IV.1.1. Generalidades

Puede afirmarse que el modelado y simulación representan, desde una perspectiva generalista, una herramienta adecuada para la resolución de problemas de análisis y diseño de sistemas. En el análisis, los modelos son obtenidos de forma inductiva a partir de observaciones del sistema, mientras que en el diseño, los modelos derivan de conocimientos previos a la construcción del propio sistema. No obstante, estos dos conceptos no poseen una caracterización única, sino que su significado puede variar en función del contexto en el que se estén empleando, presentándose en ocasiones como etapas dentro de un proceso más complejo, y apareciendo aplicados en campos tan diferentes como la teoría de sistemas, el análisis numérico o la investigación operativa. Con el fin de clarificar ideas, la figura IV.1 representa gráficamente los conceptos básicos del modelado y la simulación en base a las siguientes definiciones, [Zei84],

Sistema: parte delimitada de la realidad, bajo condiciones específicas, y considerando aspectos concretos de su comportamiento y estructura.

Modelo: representación abstracta de las propiedades de un sistema, en particular su comportamiento, cuya validez queda limitada a un conjunto de contextos.

Experimentación: acto físico por el cual se lleva a cabo la observación —medición— del sistema, pudiendo en algunos casos influir sobre las entradas del sistema y/o sus parámetros.

Simulación: *experimentación virtual* en la que se obtiene la respuesta de un sistema en base al modelo desarrollado. Sus características principales deben ser la rapidez y la exactitud, estableciendo su nivel de confianza en base a dos actividades: verificación y validación, figura IV.2. Actualmente, los ordenadores se han convertido en una de las herramientas por excelencia para la implementación y desarrollo de técnicas de simulación, emergiendo una extensa bibliografía dentro de este campo.

Verificación: evaluación del proceso de implementación —código de un programa, por ejemplo— a partir de una representación abstracta intermedia —modelo conceptual—.

Validación: proceso de comparación entre las medidas obtenidas en la experimentación y los resultados de la simulación. Pueden definirse, a su vez, varios tipos de validación: *conceptual*, donde se evaluaría el realismo del modelo; *estructural*, en función de la estructura percibida del sistema; y *de comportamiento*, donde se compararían las salidas del modelo y del sistema.

IV.1.2. El Proceso de Modelado y Simulación

Este proceso comienza con la identificación de un *marco experimental*, el cual recogerá tanto las condiciones bajo las cuales el sistema y sus modelos correspondientes podrán ser usados, como los objetivos perseguidos. En el caso más general, consta de un *generador* que describa las variables de entrada del sistema, un *transductor* asociado a las variables de salida, y un conjunto de expresiones lógicas de acuerdo con

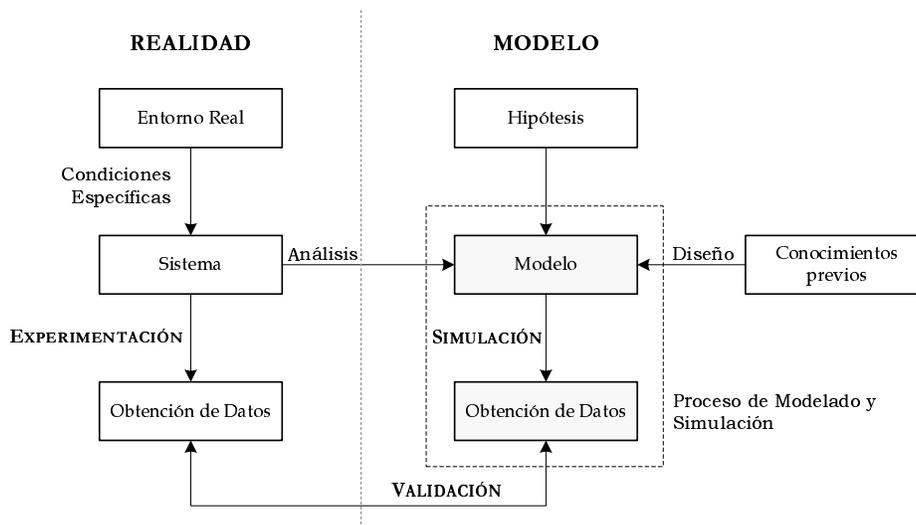


Figura IV.1: Modelado y simulación

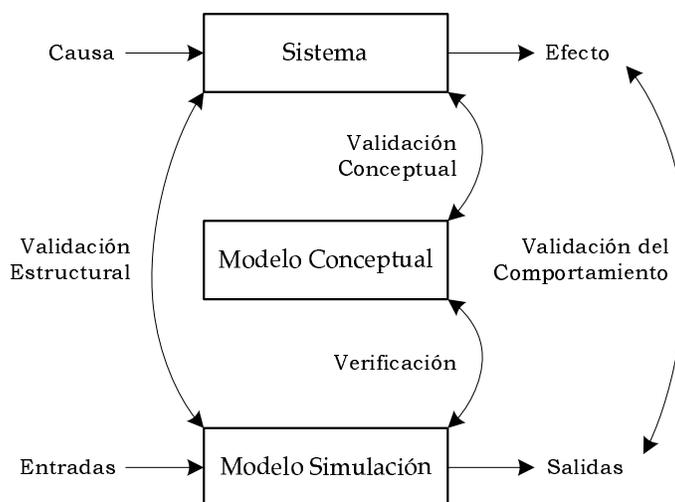


Figura IV.2: Actividades de verificación y validación

las condiciones bajo las cuales el sistema será estudiado. Una vez definido este marco, el siguiente paso consiste en la selección de una estructura adecuada del modelo. Ésta se hará en base a las medidas realizadas sobre el sistema, teniendo también en cuenta los conocimientos a priori que se tengan sobre él —leyes generales, comportamientos ideales ...—. A partir de este *modelo estructural* se obtiene un modelo paramétrico el cual será empleado en el proceso de simulación propiamente dicho. Sobre este último se llevará a cabo una etapa de ajuste que consiste en la estimación de los valores asociados a cada parámetro, de forma que se reproduzcan lo más fielmente posible un conjunto de datos medidos con anterioridad sobre el sistema. En este punto, es necesario recordar los objetivos principales perseguidos por la simulación, los cuales pueden sugerir la posibilidad de realizar cambios sobre el modelo inicial.

Una vez que éste sea capaz de reproducir con una exactitud aceptable dicho conjunto inicial de datos, es necesario comprobar que también predice adecuadamente valores de salida ante nuevos comportamientos de la entrada, sin realizar cambios en

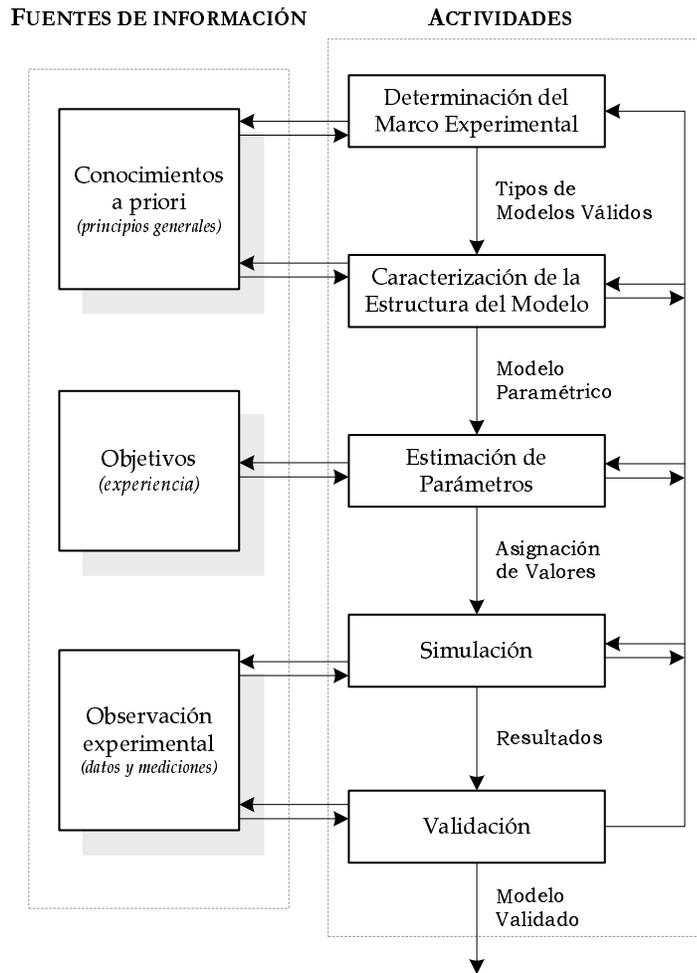


Figura IV.3: Actividades del proceso de modelado y simulación

los valores asignados a los parámetros. Este proceso se encuentra inmerso en la fase de validación del modelo, comentada ya con anterioridad. La figura IV.3 muestra esquemáticamente el conjunto de etapas aquí comentadas.

Por último, señalar de nuevo que el modelado y simulación ofrecen una vía para estudiar un determinado sistema, pero por sí mismos no aportan soluciones concretas a ningún problema, son herramientas más descriptivas que normativas. Además, el experimento de simulación permite observar el comportamiento del modelo, pero no del sistema real. Por lo tanto, las conclusiones derivadas de este estudio serán aplicables al sistema cuanto más exactas hayan sido las fases de modelización.

IV.1.3. Tipos de Errores

A lo largo del proceso de modelización es posible que se introduzcan errores de diferente naturaleza en cada una de sus etapas. Este hecho queda recogido en la figura IV.3, con la inclusión de un conjunto de flechas de realimentación situadas a la derecha del diagrama de actividades, las cuales vienen a incidir en la necesidad de corregir el modelo durante su desarrollo. En otras ocasiones, la solución adoptada pasa por incorporar *subprocesos* para el refinamiento posterior del modelo —técnicas de entrenamiento, control de salidas, adaptabilidad, . . .—. En los párrafos siguientes quedan desglosados los tipos de errores que pueden presentarse en cada una de las

etapas de modelado, de acuerdo con la figura IV.3.

Errores de marco experimental: durante la definición de las condiciones experimentales —entradas, salidas, idealizaciones, . . .— es posible que algún componente importante o alguna perturbación pueda ser obviada. Igualmente, la delimitación de los contextos en los que el modelo es aplicable ha de ser coherente con las hipótesis inicialmente aceptadas.

Errores estructurales: asociados a lagunas en el conocimiento de los mecanismos que serán modelados, o también a una simplificación inapropiada del modelo. Errores típicos de esta etapa incluyen la elección incorrecta del número de variables de estado o la suposición de comportamientos lineales. Los errores estructurales pueden también ser accidentalmente producidos por una elección incorrecta de las leyes de dependencia entre parámetros, sobre todo cuando éstas poseen una base eminentemente empírica.

Errores de estimación de parámetros: un uso inadecuado de los datos de partida, o bien el propio empleo de algoritmos de identificación de parámetros, pueden introducir errores en la determinación de los valores asociados a éstos. Una posible solución a adoptar consiste en modelizar el error como el producto de un vector de valores constantes y una variable con valores dependientes del tiempo.

Es posible encontrar modelos en los que el conjunto anterior de errores ha sido considerado mediante la incorporación de una variable adicional. Dicha variable derivaría de la agregación de errores asociados a cada etapa del proceso, sin limitar por ello la generalidad de fuentes de error. En ocasiones, esta variable también es incluida con el fin de tener en cuenta aquellos errores que no hayan sido explícitamente modelizados. La comparación entre los datos obtenidos del sistema y los valores de salida del modelo será lo que, finalmente, determinará su validez.

IV.2. El Proceso de Modelado

IV.2.1. Determinación del Marco Experimental

Los modelos desarrollados a lo largo de la elaboración de la presente tesis tienen como objetivo principal representar el comportamiento de aquellas cargas residenciales controladas termostáticamente con presencia relevante en el mercado español, en concreto equipos de aire acondicionado/bomba de calor —climatización— y acumuladores de calor. Se pretende conocer tanto su comportamiento eléctrico como la influencia ejercida sobre el entorno en el que quedan ubicadas —con especial atención al control que realizan sobre la temperatura interior del recinto en el que se encuentran—. La aplicación principal de estos modelos se centra en la evaluación y selección óptima de estrategias de control de cargas, las cuales podrán ser implementadas desde la empresa suministradora u ofrecidas por los clientes en un mercado competitivo —*Demand-side biddings*—. La elección de este tipo de cargas radica en la posibilidad que ofrecen de establecer una separación temporal —más o menos acusada— entre el intervalo de demanda energética y el período en el que se hace uso de ésta, apoyándose para ello en la inercia térmica de los sistemas.

En cuanto a los tipos de funcionamiento considerados, se han tenido en cuenta dos: funcionamiento de los equipos en régimen nominal —*steady-state performance*—

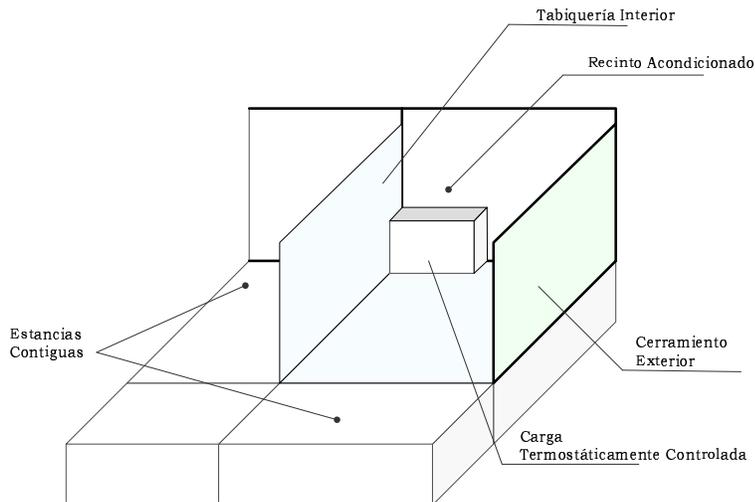


Figura IV.4: Descripción del sistema real global

y funcionamiento bajo acciones externas a la política de actuación del termostato —estrategias de Gestión de Cargas, *direct load control*—. Por tanto, el sistema físico queda acotado a los recintos con los que interactúan estas cargas; principalmente la estancia en la que se encuentran, influida, a su vez, tanto por variables climáticas ambientales como por la proximidad de otros espacios adyacentes a ella. Dado el interés por simular estrategias de control, los modelos han de reproducir fielmente la realidad durante intervalos de tiempo que abarquen varias horas. La figura IV.4 muestra el sistema global aquí comentado.

IV.2.1.1. Variables de entrada

Tomando como referencia la figura IV.4, se han considerado como variables de entrada al modelo las siguientes:

Temperatura exterior: presente en prácticamente la totalidad de modelos desarrollados con anterioridad. Algunos autores la han utilizado para establecer correlaciones —lineales a tramos— con la demanda de equipos de climatización, [Tom98].

Radiación global: supone, en determinadas horas del día, una aportación adicional de flujo energético sobre los cerramientos exteriores, así como una carga interna prácticamente instantánea cuando se considera su aportación a través de las superficies acristaladas exteriores.

Temperatura de consigna: directamente asociada con las preferencias de los clientes, recoge el valor de temperatura deseada dentro de los espacios acondicionados.

Temperatura de las estancias contiguas: considerada como variable de entrada, va a permitir determinar la influencia que estos recintos ejercen sobre el sistema modelado. Téngase en cuenta que una cantidad considerable de las estancias residenciales acondicionadas poseen entre un 50 % y un 75 % de tabiquería interior.

IV.2.1.2. Variables de salida

Pueden dividirse en dos grupos, de acuerdo con la descomposición del modelo de carga elemental presentado en el capítulo anterior (figura III.3): por un lado, las relacionadas con el comportamiento térmico del recinto considerado, y por el otro, las asociadas al funcionamiento meramente eléctrico de los equipos —demanda energética—.

Temperatura interior: representa la temperatura media interior de la estancia en la que se encuentra situado el equipo, suponiendo que todos los elementos presentes en la misma se encuentran a igual temperatura. En los modelos de acumulación de frío/calor se considera también como variable de salida la temperatura media a la que se encuentran los elementos de almacenamiento de energía.

Flujos térmicos: distinguiendo entre el intercambio energético de la estancia con los espacios que la rodean, y la aportación/extracción debida a la acción de la carga elemental.

Demanda eléctrica: considerando como salida la potencia activa, es posible derivar el *duty-cycle* de los equipos así como la energía absorbida durante diferentes períodos de tiempo. De esta forma, puede determinarse las disminuciones esperadas de consumo bajo una estrategia de Gestión de cargas específica.

IV.2.1.3. Mecanismos de control: termostato

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, las cargas modeladas poseen como objetivo principal la regulación de la temperatura del entorno en el que se encuentran, supuesto un valor medio para todos los puntos del mismo. En la mayoría de ellas se incorpora un termostato como elemento regulador, el cual se basa en la asignación de una temperatura de consigna o deseada y dos regiones adyacentes a ésta —constituyendo la denominada *banda muerta*—, cada una de las cuales con un estado de funcionamiento según la finalidad del equipo —enfriamiento o calentamiento—. La modificación del estado del equipo $m(t)$ se producirá cuando la temperatura controlada evolucione desde una de las regiones externas a la *banda muerta* hasta la otra, manteniéndose invariable mientras los valores de temperatura queden dentro de dicha banda —ver figura IV.5—. Evidentemente, también se modificaría el estado del equipo si la temperatura de consigna fuese fijada en un valor suficientemente alejado del actual.

La potestad de este mecanismo de control recae indirectamente sobre el cliente, el cual adapta el valor de consigna a sus necesidades, variándose en consecuencia los consumos demandados. Resulta conveniente aclarar, llegado este punto, que un valor de $m(t) = 0$ no implica una demanda nula de energía a la red, ya que los equipos pueden presentar en este caso una demanda residual asociada principalmente a los mecanismos de ventilación y recirculación de aire. Por otro lado, hay que distinguir dos conceptos: el estado del termostato, y la conexión y desconexión física que éste puede sufrir, es decir, entre la *demanda de servicio* y la *demanda energética*, la primera corresponde al servicio que cliente obtiene de la energía que ha sido demandada, mientras que la segunda englobaría los períodos de demanda propiamente dichos. Por tanto, cuando nos referimos a un equipo y al estado del termostato — $m(t)$ —, asumiremos en todo momento que el cliente está demandando servicio al equipo, manteniéndose éste físicamente conectado a la red de suministro, [Sch89].

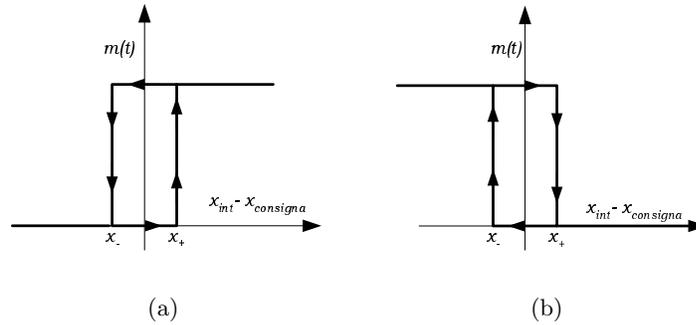


Figura IV.5: Mecanismos de control. Termostatos

Los equipos de acumulación incorporan además otro termostato interno adicional $m_i(t)$ para controlar el nivel de almacenamiento de los mismos —ver figura III.4—. Éste no es accesible al consumidor, aunque la política de conexiones y desconexiones que lo rigen sí se encuentra directamente unida al tipo de servicio que demande el cliente, así como a las condiciones de trabajo de los equipos. La figura IV.5 muestra los mecanismos de control para el caso de cargas de enfriamiento —caso (a)— y cargas de calentamiento —caso (b)—. Por lo tanto, las variables que intervienen directamente en los mecanismos de control son la temperatura de consigna, el estado de los equipos — $m(t)$, $m_i(t)$ — y la temperatura que se desea regular. Partiendo en todo momento de que el equipo se encuentra conectado, es decir, el cliente está demandando servicio durante el período de tiempo considerado.

IV.2.2. Caracterización del Modelo Estructural

Partiendo de las medidas realizadas sobre sistemas reales a lo largo de estos últimos años, así como del conocimiento de los modelos previamente desarrollados en este campo —apartado III.1—, se procede a continuación a la selección de un modelo estructural general, el cual servirá de base para la modelización del comportamiento de las cargas en estudio. Para ello, se partirá del balance energético recogido en la figura IV.6, el cual se ha realizado sobre una representación simplificada en planta del sistema global mostrado con anterioridad —ver figura IV.4—. En dicho balance, tan solo faltaría por incluir el intercambio energético existente entre la estancia acondicionada y las plantas superior e inferior —a través del suelo y el techo—, el cual quedaría en dirección perpendicular al gráfico. Su ausencia se debe tan sólo a un intento por simplificar esquemas, y no a una hipótesis de exclusión inicial del mismo.

Los flujos energéticos identificados se analizarán teniendo en cuenta las leyes que rigen los procesos de transmisión de calor por conducción y convección; nótese que las capacidades caloríficas tanto de cerramientos de fachada como de tabiques interiores y suelos-techos han sido explícitamente consideradas, asumiendo en todo momento flujos de calor *unidireccionales*. Por tanto, el espacio interior se encuentra interactuando directamente con el exterior sólo a través de las superficies acristaladas, las cuales se les supone con capacidad calorífica despreciable en comparación con el resto de elementos. Igualmente, se asume que el flujo de calor debido a la radiación exterior que atraviesa dichas superficies se convierte en un aporte instantáneo de energía al interior; mientras que la parte de radiación incidente sobre los cerramientos exteriores no se trasladará con esa celeridad al interior.

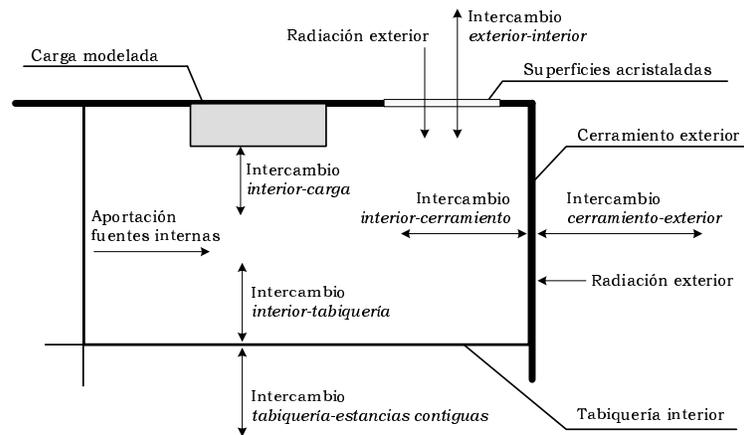


Figura IV.6: Balance energético. Sistema global

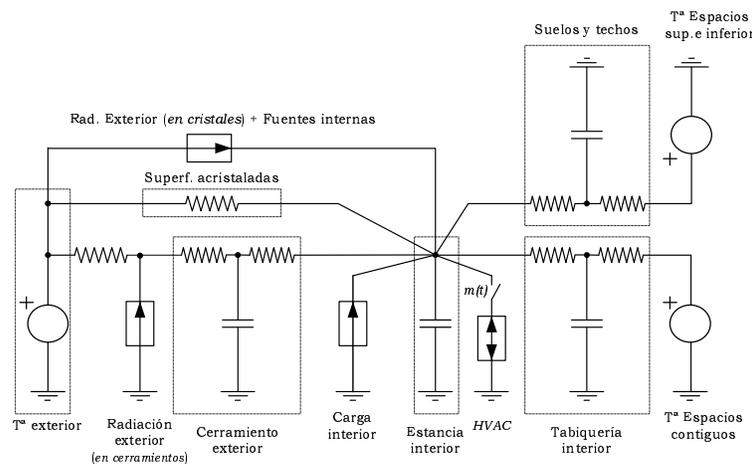


Figura IV.7: Analogía eléctrica. Circuito equivalente global

A partir del balance energético aquí presentado, y haciendo uso de la analogía existente entre los procesos de transmisión de calor y la teoría de circuitos, se presenta en la figura IV.7 el circuito eléctrico equivalente del sistema global anterior. En él, las intensidades representan flujos de calor, los condensadores están asociados a las capacidades caloríficas de los materiales, las resistencias dependen inversamente de la conductividad térmica y de los coeficientes de convección, y por último, los valores de tensión con respecto a masa simbolizan la evolución de la temperatura en cada punto del sistema. A la vista de lo aquí expuesto, queda claro que el modelo desarrollado se enmarca dentro del conjunto de los físicamente basados.

Como puede apreciarse, se han empleado capacidades equivalentes para modelizar muros multicapa. Esta aproximación puede analizarse de forma más detallada en [Dom85]. Por otro lado, la capacidad térmica interior engloba tanto la propia del aire como la asociada al resto de elementos presentes —mobiliario principalmente—, considerándose, pues, un valor medio de temperatura interior. Esta suposición es matemáticamente equivalente a mayorar la capacidad térmica del aire como consecuencia de los elementos presentes en el espacio interior. En [Ant00] se tiene un estudio más en profundidad acerca de la importancia de la capacidad térmica de los elementos interiores a la hora de estudiar el comportamiento térmico de los edificios en general. En cuanto a la denominación *HVAC* empleada en la fuente de

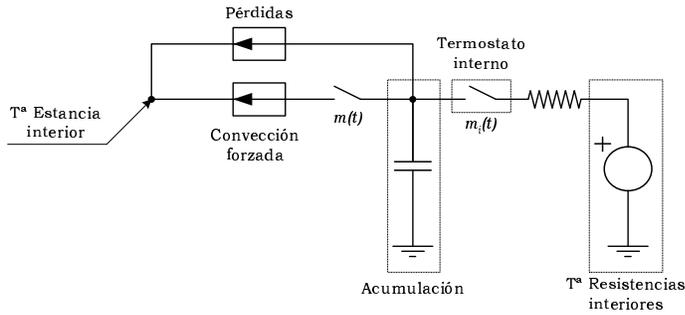


Figura IV.8: Analogía eléctrica. Subcircuito equivalente acumuladores

intensidad ideal asociada a las cargas estudiadas, indicar que estas son las siglas de *Heating, Ventilation and Air Conditioning*, asignación dentro de la cual quedan tradicionalmente incluidas las cargas aquí estudiadas, existiendo en la actualidad *webs* dedicadas exclusivamente a ofrecer información sobre esta temática, [Lar].

En cuanto al modelo estructural de las cargas propiamente dichas, éste es similar para el caso de equipos de aire acondicionado/bomba de calor y frigoríficos. En este caso, el valor de la fuente de intensidad ideal asociada depende de la potencia activa demandada y del denominado *Coefficient of Performance* —*COP*—, el cual relaciona dicha potencia activa con el flujo de calor extraído/introducido por el equipo, en función de las características del ciclo de trabajo —temperaturas de los focos, tipo de refrigerante, ...—. Para el caso de acumuladores de calor, el valor de dicha fuente de intensidad se obtiene a partir de un balance energético interno del equipo, del cual puede derivarse un subcircuito eléctrico equivalente mediante la analogía ya comentada. La figura IV.8 recoge el subcircuito con el que se modeliza la aportación global en este último caso. Indicar que, en el caso de acumuladores *estáticos*, el control del flujo de calor se realiza por medio de la mayor o menor apertura de una rejilla situada en la parte superior del equipo, comandada por un bimetalo, la cual está asociada al nivel de descarga impuesto por el usuario; mientras que los acumuladores *dinámicos* sí disponen de un termostato propiamente dicho en el que es posible seleccionar la temperatura de consigna deseada. Por tanto, en los primeros el valor de $m(t)$ está asociado a la posición de la rejilla que el usuario escoja en cada momento, mientras que en los dinámicos este parámetro es controlado directamente por el propio equipo de forma similar a como ocurre con las cargas de climatización ya comentadas. No obstante, existe una diferencia digna de resaltar entre ambos conjuntos de cargas: climatización y acumulación; así, en los primeros, el valor de $m(t)$ implica tanto una aportación (o extracción) de flujo energético como una demanda —conjunta— de potencia eléctrica; mientras que en los segundos, el estado del termostato sólo refleja la aportación de flujo energético al sistema elemental, encontrándose *desacoplado* con respecto a la demanda energética.

IV.2.3. Obtención del Modelo Paramétrico

A partir del modelo estructural presentado en el apartado anterior, puede obtenerse un modelo paramétrico mediante la resolución del circuito de la figura IV.7. Ésta se realizará escogiendo como variables de estado las tensiones —temperaturas— de cada nudo del circuito con respecto al nudo de referencia, y obteniendo el sistema de ecuaciones a partir de su forma general:

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt}(x) &= [A] \cdot (x) + [B] \cdot (u) \\ (y) &= [C] \cdot (x) + [D] \cdot (u),\end{aligned}\tag{IV.1}$$

donde (x) representa el vector de variables de estado, (u) el vector de entradas e (y) el vector de salidas. De teoría de circuitos, se conoce que, en el caso de un circuito eléctrico lineal, los valores propios de la matriz $[A]$ corresponden a las *frecuencias naturales* del sistema, cuyas inversas permiten, a su vez, determinar las constantes de tiempo.

Las expresiones anteriores, aplicadas al caso particular que nos ocupa, conducen a un sistema de espacio de estados *híbrido* —continuo y discreto— formado por un conjunto de ecuaciones diferenciales estocásticas. Dichos estados se detallan a continuación,

Estado continuo: correspondiente a la evolución propia de las variables de estado del sistema, de acuerdo con:

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} x_{ce} \\ x_{int} \\ x_{ti} \\ x_{st} \end{pmatrix} &= \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & 0 \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ 0 & a_{32} & a_{33} & 0 \\ 0 & a_{42} & 0 & a_{44} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} x_{ce} \\ x_{int} \\ x_{ti} \\ x_{st} \end{pmatrix} + \\ &+ \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ b_{21} & 0 & b_{23} & b_{24} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & b_{35} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & b_{46} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} X_{ext} \\ I_{ce} \\ I_{sa} + I_{fi} + W'(t) \\ I_{HVAC} \cdot m(t) \\ X_{ea} \\ X_{esi} \end{pmatrix},\end{aligned}\tag{IV.2}$$

donde

- $(x) = (x_{ce}, x_{int}, x_{ti}, x_{st})^t$: vector de variables de estado, formado por la evolución de la temperatura media en cerramientos exteriores, espacio interior, tabiquería interior, y suelos y techos respectivamente.
- $W'(t)$: entrada adicional donde se tienen en cuenta tanto los posibles errores en flujos energéticos no modelados como las variaciones inesperadas de los parámetros considerados en el modelo.
- $(u) = (X_{ext}, I_{ce}, I_{sa} + I_{fi} + W'(t), I_{HVAC} \cdot m(t), X_{ea}, X_{esi})^t$: vector de variables de entrada, formado por las temperaturas exterior — X_{ext} — y de los espacios anexos — X_{ea}, X_{esi} —, los flujos energéticos debido a la radiación exterior — I_{ce}, I_{sa} —, a las fuentes de generación internas — I_{fi} — así como al propio equipo — I_{HVAC} —.

En cuanto a las entradas de las matrices, a_{ij} y b_{ij} , una descripción detallada de su obtención se tiene en el Apéndice A —apartado A.1—.

Estado discreto: asociado con el funcionamiento propio de los termostatos $m(t)$ y $m_i(t)$. En virtud de lo expuesto en el apartado IV.2.1.3, la temperatura interior se mantiene dentro de una banda muerta, centrada en la temperatura

de consigna del termostato X_{consg} fijada por el cliente y limitada por x_- y x_+ , con una diferencia entre extremos de 0,5 a 1°C. La evolución de ambos termostatos se puede igualmente describir mediante un ciclo de histéresis, tal y como se muestra en la figura IV.5.

Reiterar, finalmente, que los modelos elementales correspondientes a cada una de las cargas de uso final consideradas derivan del modelo general aquí expuesto. En cada caso, la fuente ideal de intensidad asociada a dicha carga I_{HVAC} tomará un valor en función de sus características propias y del objetivo de la misma —extracción o aportación energética—.

IV.2.4. Implementación de Modelos Elementales

Una vez desarrollados los modelos paramétricos de las cargas en estudio, y como paso previo a la validación de los mismos, se procede a realizar su implementación dentro de un entorno *software* adecuado. En este caso, se ha empleado la herramienta *Matlab/Simulink* como base para el desarrollo de diversos *scripts* cuya ejecución refleje fielmente el sistema de ecuaciones presentado con anterioridad. La figura IV.9 recoge el diagrama de bloques general utilizando para su representación el lenguaje UML¹. La simulación se realiza, pues, para un período de tiempo especificado inicialmente, el cual se divide en un número de intervalos τ , obteniéndose para cada τ los valores correspondientes a las variables de salida, y sirviendo éstos como parte de las entradas para la simulación del intervalo de tiempo inmediatamente posterior. Téngase en cuenta que la elección del parámetro τ —segundos, minutos, . . . — condiciona las unidades en las que se introducirán tanto los elementos a_{ij} de la matriz $[A]$, como las fuentes ideales de intensidad. Comentar por último que, en el caso de acumuladores de calor, se ha implementado un segundo bloque a la salida del sistema de espacios de estados, donde se evalúa $m_i(t = \tau + \Delta_t)$ en función de la temperatura interna de los elementos almacenadores, el nivel de carga prefijado y el período del día en el que nos encontremos.

IV.3. Validación y Simplificación de Modelos Elementales

IV.3.1. La Adquisición de Datos

Durante estos últimos años se ha procedido a la adquisición de datos reales asociados a las cargas aquí estudiadas principalmente en zonas residenciales de la Región de Murcia. Con ello se pretendía, además de poder validar los modelos desarrollados, ampliar el conocimiento del que inicialmente partíamos sobre estas cargas controladas termostáticamente. Respecto al sistema de adquisición de datos empleado, éste se describirá bajo dos vertientes: su estructura *hardware* y el *software* empleado. Desde la primera de ellas, indicar que el sistema está formado por un PC doméstico, al cual se le incorporó una tarjeta de adquisición de datos —*Computer Board CIO-DAS1606/16*— con posibilidad de medir hasta 16 señales simultáneamente, con una resolución de 16 bits y una velocidad máxima de muestreo de 10^5 muestras por segundo. Las entradas a esta tarjeta son todas en tensión, con un intervalo de

¹UML esta siendo evaluado como un estándar internacional (ISO) dentro del campo de las tecnologías de la información. Este tipo de notación gráfica facilita al usuario la comprensión tanto de la estructura como de la semántica del código desarrollado.

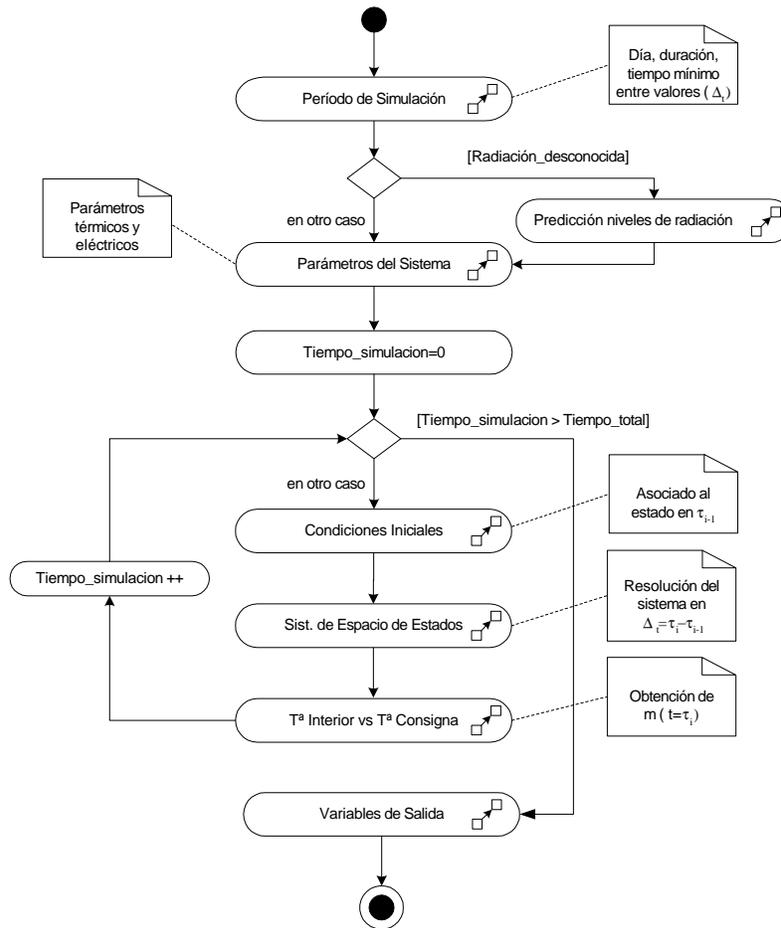


Figura IV.9: Diagrama de bloques general

0 – 10V, pudiéndose dividir éstas en dos grupos, de acuerdo con la naturaleza de las magnitudes medidas en esta aplicación:

Señales eléctricas: con la ayuda de pinzas amperimétricas y transformadores de tensión, se han modulado los valores de intensidad y tensión de entrada a las cargas de uso final, de acuerdo con los límites especificados. El número de muestras por ciclo —20 ms— se fijó en 64, de esta forma puede determinarse con relativa exactitud los valores de potencia —instantánea y media por ciclo— demandados por las cargas en función del tiempo, así como reconstruir dichas ondas para otro tipo de estudios.

Señales de temperatura: se han empleado cuatro sondas murales de temperatura, con un sensor tipo *Pt 100, Clase - A*, rango de -20°C a 80°C , salida 0 – 10 V en tensión y precisión de $0,3^{\circ}\text{C}$, alimentándose a 24 V de continua. En cuanto a su disposición, una de ellas se ha situado en el exterior —evitando la exposición directa a los rayos solares—, otra en el recinto acondicionado por la carga, y las otras dos se han situado en las estancias contiguas y en la tabiquería interior, con el fin de obtener un mejor modelado y conocimientos del sistema.

El intervalo de tiempo entre muestras se ha fijado en 1 minuto, obteniendo así vectores de 1440 entradas por día en el caso de señales de temperatura, y de $1440 \cdot 64$

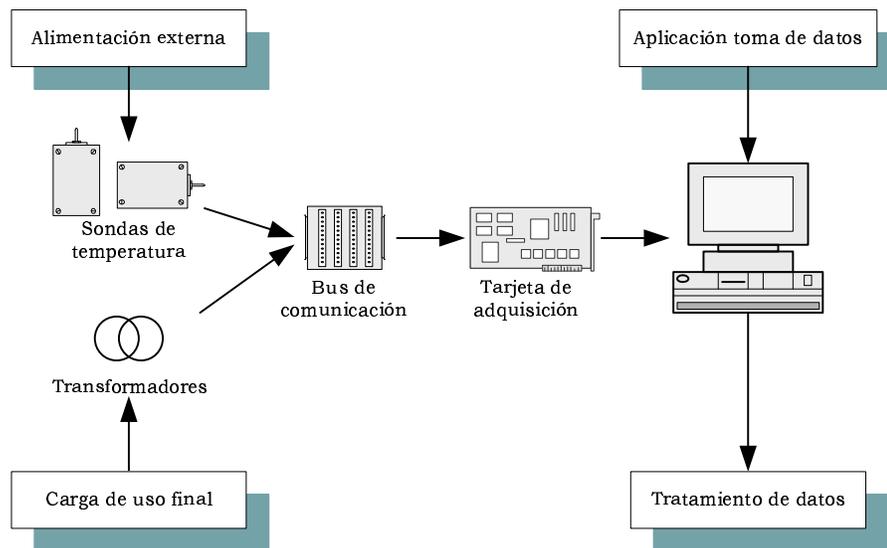


Figura IV.10: Sistema de adquisición de datos

entradas para el caso de las señales eléctricas. A partir de estas últimas, se han determinado vectores de 1440 entradas, correspondientes a la potencia media por ciclo demandada por la carga. Por tanto, se supondrán valores constantes de temperatura y potencia dentro de cada minuto del día.

Desde el punto de vista del *software*, se ha hecho uso de una aplicación para la adquisición de datos íntegramente desarrollada en el seno del Dpto. de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Cartagena, [Fue02]. Dicha aplicación se implementó bajo la filosofía de programación orientada a objetos, destacando el resultado por su flexibilidad y velocidad de ejecución, al ser un paquete destinado a la adquisición genérica de datos e independiente del *hardware* empleado. La figura IV.10 recoge esquemáticamente el sistema de adquisición de datos.

Indicar por último que las mediciones de temperatura externa realizadas a partir del sistema aquí descrito han sido comparadas con datos facilitados por el Instituto de Meteorología de Murcia, representándose en la figura IV.11 un ejemplo de ambos conjuntos de datos superpuestos. En cuanto a las discrepancias observadas, y tras consultar con el propio Instituto, comentar que se deben a las diferencias de ubicación de ambos sistema de medida, y no a un defecto en los equipos empleados.

IV.3.2. Estimación de la Radiación Solar

De acuerdo con lo expuesto en apartados anteriores —figura IV.6—, la radiación solar supone una de las fuentes externas de aportación de energía al sistema, estando además incluida dentro del conjunto de variables de entrada del modelo. Por tanto, resulta necesario tener accesibles un extenso conjunto de valores que permita diferenciar comportamientos de cargas en función de la orientación que tengan los cerramientos y ventanas del sistema. Como en ocasiones no se dispone de tal cantidad de datos, se ha desarrollado un *script* que permite conocer los valores horarios de radiación solar global —directa más difusa— sobre superficies horizontales y verticales. Así, una vez fijada la latitud y longitud del punto en cuestión, el día del año y la orientación de las superficies —sobre un total de 8 posibles, para el caso de verticales—, se obtiene como salida la radiación solar incidente por metro cuadrado para cada hora del día en cuestión. La metodología implementada tiene como base

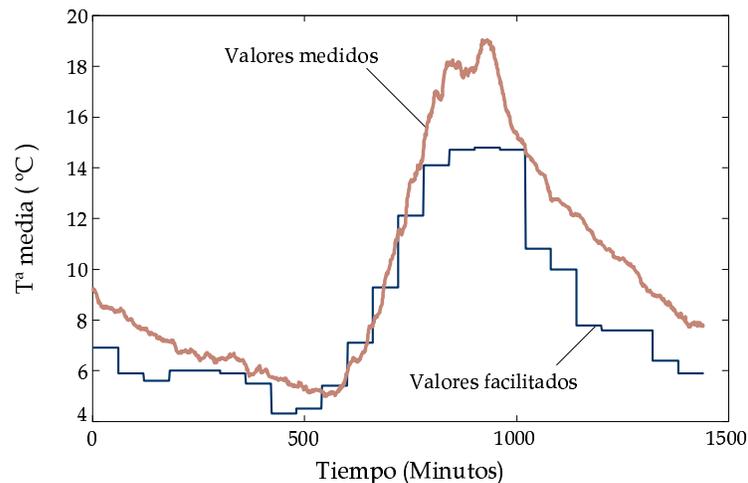


Figura IV.11: Datos de temperatura exterior. Comparación

el modelo desarrollado por Bird y Hurlstorm, también conocido como modelo C de Iqbal [Iqb83]. Éste se basa en la identificación de un conjunto de coeficientes de atenuación que tengan en cuenta los *obstáculos* que la radiación encuentra hasta incidir sobre una superficie concreta, [Pin96].

Para la validación de este módulo de radiación, se empleará un conjunto de datos facilitados por el Instituto de Meteorología de Murcia, correspondientes a valores de radiación global de la ciudad de Murcia sobre superficie horizontal. Estos valores también permiten validar de forma indirecta los resultados de radiación global sobre una superficie con inclinación η cualquiera respecto a la horizontal, ya que estos últimos pueden determinarse a partir de los calculados para superficie horizontal —directa I_D y difusa I_d — y del llamado coeficiente de reflexión de los alrededores —conocido también como coeficiente *albedó*, ρ_g — mediante la expresión

$$I_T(\eta, \gamma) = I_D \cdot \cos(i) + \frac{1 + \cos(\eta)}{2} \cdot I_d + \frac{1 - \cos(\eta)}{2} \rho_g (I_D \cos(\Theta) + I_d), \quad (\text{IV.3})$$

donde γ es el acimut de la superficie —origen en el sur y ángulos positivos hacia el oeste—, i es el ángulo de incidencia entre los rayos y la normal a la superficie, y Θ es el ángulo cenital. Por tanto, en primera aproximación, el módulo desarrollado quedará validado sin más que comparar los resultados obtenidos de las simulaciones con datos reales correspondientes a radiación global sobre superficies horizontales. Primeramente, y para ofrecer una visión de conjunto de los datos facilitados, se presentan en la figura IV.12 una muestra de dos histogramas correspondientes a los máximos alcanzados en meses típicos de invierno y de verano a lo largo de los años 1994–97, quedando reflejada la mayor dispersión de valores durante el período invernal, debido, en parte, a la mayor probabilidad de aparición de días nublados. En cuanto a los máximos de los meses de verano, todos ellos se pueden enmarcar dentro de un intervalo de valores bastante más estrecho. Indicar por último que la validación de este módulo de resultados tanto de invierno como de verano se debe a su doble aplicación en los modelos de climatización y acumulación.

A partir de los histogramas de máximos de radiación presentados, la validación del módulo propiamente dicho se ha efectuado de forma separada para los meses de invierno y verano, recogiendo la figura IV.13 una muestra significativa de los

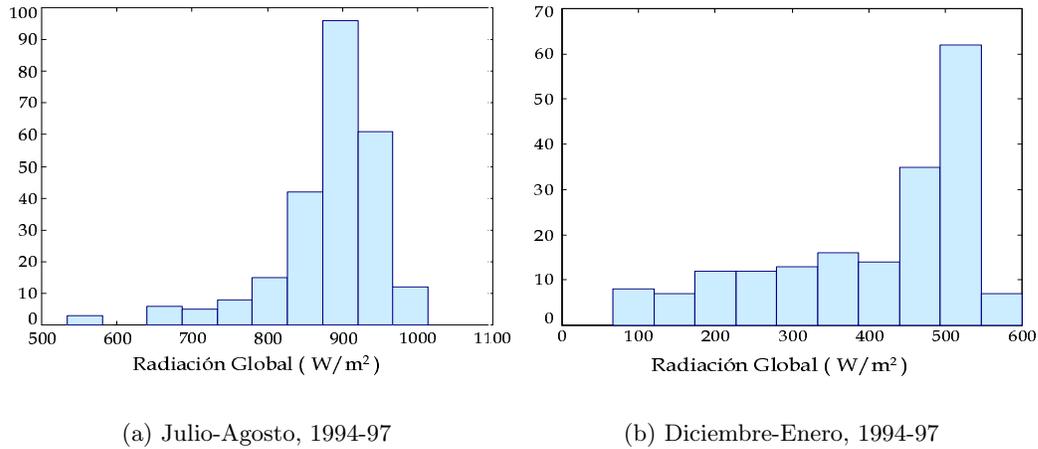


Figura IV.12: Histogramas radiación solar global sobre superficie horizontal

resultados obtenidos. Así, los casos (a) y (b) corresponden a la validación del período estival, en la primera de ellas se han tomado valores medios —reales y simulados— de un mes completo, mientras que la segunda refleja los datos para un día concreto de dicho mes. De modo similar, los casos (c) y (d) corresponden a la validación del período de invierno, donde se aprecian diferencias mayores, aunque siempre dentro de intervalos poco significativos. En este último caso, se han representado también valores medios para todo un mes, y valores específicos de un día concreto.

IV.3.3. Cargas de Climatización

En esta sección se procede a la validación del modelo térmico desarrollado para simular el comportamiento de cargas de uso final de climatización. Ya que el modelo ha sido validado de acuerdo con los ensayos realizados en diferentes sistemas elementales, aquí sólo se recogerá un caso concreto a modo de ejemplo, incluyéndose todos los demás ensayos y resultados en el apéndice B. Con el fin de facilitar la clasificación de ensayos y sistemas elementales, se ha adoptado la siguiente nomenclatura [AA. *Sistema elemental*].(Nº de ensayo), donde las siglas AA corresponden a las iniciales de Aire Acondicionado.

En este caso concreto, se emplearán datos de cargas monofásicas residenciales de aire acondicionado recogidos durante estos últimos años, comparando éstos con los resultados del modelo implementado. Haciendo uso de la subdivisión inicial de variables en dos grupos: *eléctricas* y *térmicas*, la descripción del sistema escogido se realizará también bajo estas dos vertientes: por un lado, los parámetros asociados al comportamiento térmico del sistema, y por el otro, el comportamiento a nivel eléctrico del equipo en cuestión.

IV.3.3.1. Caracterización térmica del sistema

El sistema sobre el que se han realizado las mediciones posee las características globales descritas en la tabla IV.1. A partir de estas propiedades, se detallan en la tabla IV.2 los valores que servirán como base para determinar las entradas de las matrices correspondientes al modelo paramétrico —ver ec. (IV.1)—. En cuanto a la capacidad térmica interior, se ha supuesto un volumen de madera equivalente al mobiliario interior, tomando como valores característicos de este material una den-

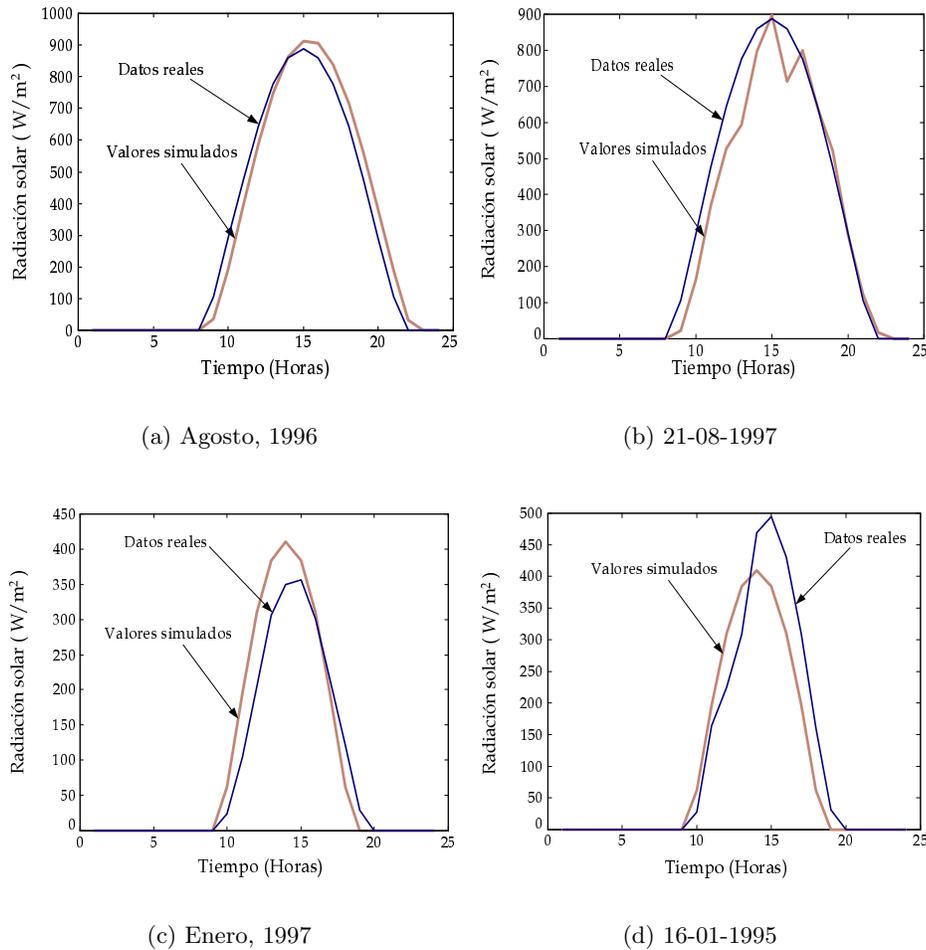


Figura IV.13: Validación radiación solar global sobre superficie horizontal

sidad entre 400 y 500 kg/m^3 , y una capacidad calorífica entre 2400 y 2800 J/(kgK) , [Kal01, Jim99]. Una descripción detallada del cálculo de cada uno de estos parámetros se tiene en el apéndice A, apartado A.4.1.

Respecto a la modelización de la temperatura en los espacios adyacentes empleando fuentes de tensión ideales, su justificación se basa en la escasa relación encontrada entre la evolución de la temperatura medida de las estancias contiguas con respecto a la temperatura del espacio climatizado. Este hecho queda recogido en la figura IV.14, donde se ha representado la temperatura de espacios contiguos, la temperatura interior para varios puntos de consigna, así como la evolución en la tabiquería que separa ambos recintos. Igualmente ocurre con las temperaturas de los espacios que quedan por encima y por debajo de volumen de control considerado —ver figura IV.4—. No obstante, estas entradas son unas de las que menos información se posee inicialmente. Para el caso que nos ocupa, tomaremos una temperatura ligeramente superior a la de consigna del termostato e igual para ambas entradas, aunque no sea ésta una norma extrapolable a cualquier aplicación.

IV.3.3.2. Caracterización de la carga final

Para la validación primera del modelo se ha empleado una carga de aire acondicionado monofásica de potencia nominal 1300 W , con un COP nominal de $2,8$

Tabla IV.1: Sistema elemental [AA.I]: características generales

Situación: Región de Murcia	Entorno: Zona residencial
Tipo de estancia: Salón familiar	Ubicación: 1ª planta
Volumen de la estancia: $50 m^3$	Orientación exterior: SurOeste
Superficie exterior: $12,5 m^2$	Porcentaje al exterior: 25 % del total
Superficie acristalada: $2,5 m^2$	Porcentaje: 20 % de la superf. exterior
Cerramiento exterior: $10 m^2$	Porcentaje: 80 % de la superficie exterior
Tabiquería interior: $32,5 m^2$	Porcentaje interior: 75 % del total
Iluminación interior: 2 Incandescente x 100 W	

Tabla IV.2: Sistema elemental [AA.I]: características térmicas

<i>Cerramiento exterior</i>	$K = 1,35 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ Peso= $234 kg/m^2$ Cap. térmica= $2192 kJ/^\circ C$
<i>Estancia</i>	Cap. térmica= $1358 kJ/^\circ C$
<i>Ventanas</i>	$K_{vent} = 5 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
<i>Tabiquería interior</i>	$K = 2,25 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ Peso= $96 kg/m^2$ Cap. térmica= $2870 kJ/^\circ C$
<i>Suelo y techo</i>	$K = 1,99 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ Peso= $493 kg/m^2$ Cap. térmica= $12304 kJ/^\circ C$

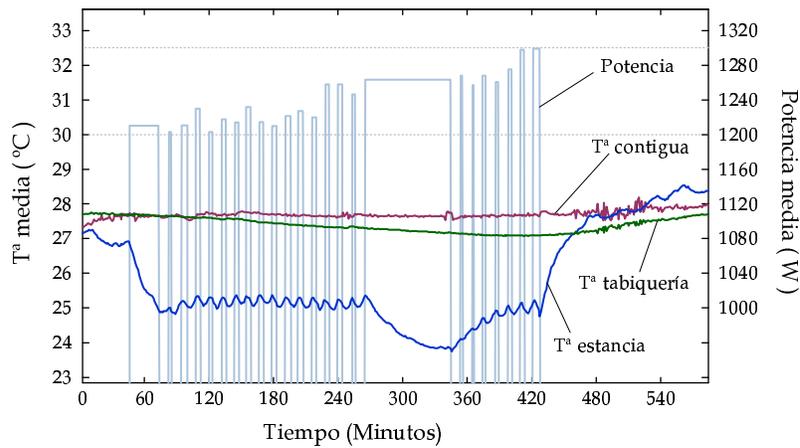


Figura IV.14: Evolución T^a estancias contiguas

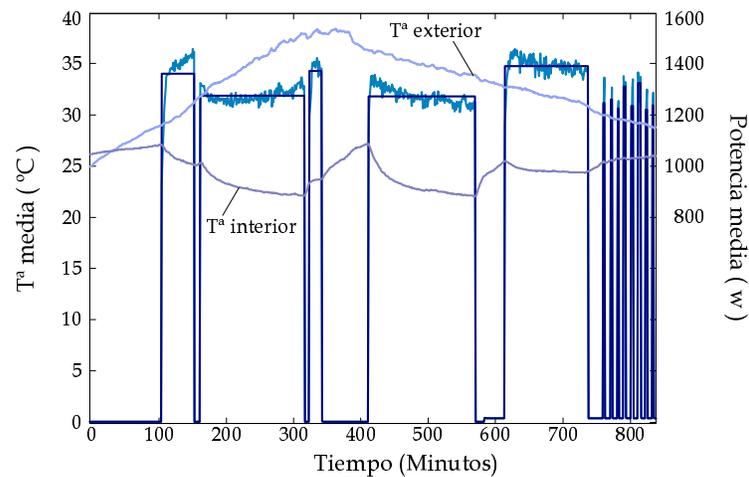


Figura IV.15: Potencia media por ciclo vs media por intervalo de *ON*

suponiendo los focos caliente y frío a unas temperaturas de 35°C y 27°C respectivamente. Para caracterizar el modelo de esta carga, se supondrá alcanzado el régimen permanente en un tiempo despreciable, por lo que se considerarán dos estados como posibles: *ON* y *OFF*. En cuanto al primero de ellos, se asumirá un valor medio de potencia eléctrica demandada durante cada período de *ON*, ya que las oscilaciones de la potencia media por ciclo no son de magnitud considerable, tal como queda de manifiesto en la figura IV.15, la cual corresponde al funcionamiento del equipo con diferentes temperaturas de consigna y exteriores. No obstante, este valor medio por intervalo de *ON* no permanece constante para todos los períodos de funcionamiento, sino que, a su vez, va modificándose en función de su dependencia con parámetros tales como la temperatura exterior o la temperatura de consigna. La figura IV.16 muestra, para uno de los días medido, las variaciones en la potencia media por intervalo de *ON*, junto a la evolución de la temperatura exterior e interior —suponiendo una temperatura de consigna constante—. Con todo esto, y teniendo en cuenta tanto la duración de los períodos de simulación como el corto margen de variación, se supondrá finalmente un valor de potencia media constante para todos los intervalos de *ON*.

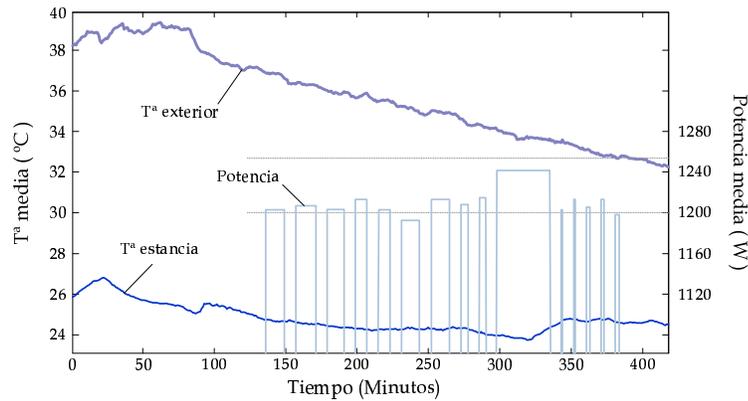


Figura IV.16: Variación de la potencia media por intervalo de *ON*

Por tanto, se determinará el valor de la fuente de intensidad ideal I_{HVAC} que modeliza el flujo energético asociado a la carga durante los intervalos de *ON* como el producto de una potencia media —constante— por el *COP* —dependiente de las características del ciclo de trabajo—. Este último parámetro podría determinarse estableciendo una proporción entre la variación que experimentaría el *COP* de un ciclo de compresión ideal que operase entre las mismas dos temperaturas de foco, y la que realmente sufrirá el *COP* real cuando se modifiquen dichas condiciones de trabajo. Para los casos aquí considerados, se tomará —con el fin de simplificar— un ciclo de Carnot que tuviese ambas temperaturas —exterior e interior— como temperaturas de los focos entre los que opera, —ver apéndice A.3.1—.

IV.3.3.3. Discusión de resultados. Simplificaciones

Una vez implementado el modelo paramétrico según los valores presentados con anterioridad, se ha procedido a la simulación del comportamiento térmico y eléctrico del sistema para un día típico veraniego (durante un período de tiempo de 220 minutos, concretamente de 15:50 a 19:30 horas —hora civil—). La elección de datos se realizó de forma que las condiciones iniciales impusieran una temperatura interior relativamente alejada de la temperatura de consigna, con el fin de evaluar también el comportamiento del modelo en estos casos. Los datos reales y los obtenidos por la simulación se recogen en la figura IV.17. Estos últimos se obtuvieron para cada segundo del período simulado, siendo coherentes con las unidades de las entradas de la matriz $[A]$, y empleándose un tiempo computacional global de 0,9 segundos.

Tal como se aprecia en (a), los resultados de la simulación siguen fielmente la evolución de la temperatura interior hasta alcanzar la temperatura de consigna; posteriormente es lógico que evolucionen ambas variables de forma similar, ya que las condiciones de contorno del mecanismo de control del termostato así lo imponen. Respecto a (b), se aprecia una disparidad de ciclos e instantes de conexión. Este hecho queda justificado al tener en cuenta que se está trabajando con décimas de grado, y por tanto existen imprecisiones del termostato real que no son totalmente modelizables, incluso la propia precisión de las sondas de temperatura no permite un ajuste mayor. En cualquier caso, la validación de los resultados eléctricos pensamos que debe realizarse desde la comparación de demandas energéticas, que son, a la postre, las que hemos de conocer y controlar. Así, la tabla IV.3 resume los valores reales y simulados para este caso, dejando de manifiesto la validez inicial del modelo.

A partir del modelo ya validado, se proponen ahora una serie de simplificaciones

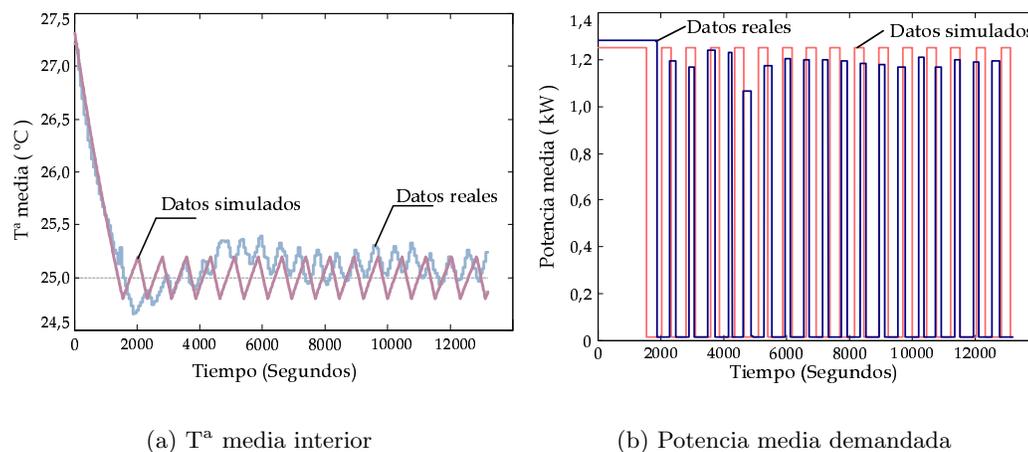


Figura IV.17: Validación cargas de climatización

Tabla IV.3: Validación energética. Sistema [AA.I]

	Valores Medidos	Valores Simulados	Diferencias
Duty-Cycle	40 %	45 %	12 %
Tiempo <i>ON</i> total	89 min	99 min	11 %
Energía demandada	1,842 kWh	2,093 kWh	13 %
Nº de conexiones	19	17	10 %

que permitan disminuir el número de parámetros de que consta el modelo, y así ganar en simplicidad y tiempo de ejecución, conservando la exactitud de resultados. Así, la primera medida consiste en calcular los valores de salida para cada minuto simulado, y no para cada segundo como se planteó en el apartado anterior. Con esta modificación los tiempos de simulación disminuirían en un 25 % aproximadamente, quedando esta modificación avalada por el orden de magnitud de las constantes de tiempo asociadas al proceso térmico modelado. La segunda modificación posee como objetivo intentar disminuir la complejidad del circuito equivalente —ver figura IV.7—. Así, primeramente se han sustituido las dos ramas asociadas a los espacios contiguos y a los superiores e inferiores por una sola rama equivalente, de forma que disminuya en un orden el modelo. Esta rama equivalente, con una estructura en T similar a las ramas de partida, se ha determinado estableciendo un paralelo entre aquellas, lo cual equivale a suponer que x_{ti} y x_{st} poseen una evolución muy similar —ver figura IV.18—. La figura IV.19 recoge gráficamente los resultados obtenidos. En cuanto a la temperatura interior, ésta posee una evolución similar tanto durante el período inicial como una vez alcanzado el régimen permanente de funcionamiento, mientras que la validación energética se muestra en la tabla IV.4.

A la vista de los valores obtenidos, se hará uso de la simplificación en un orden del modelo original, reduciéndose así el número de parámetros necesarios. A modo de complemento, la figura IV.20 recoge los flujos energéticos entre el *volumen de control* —espacio interior— y los espacios que le rodean para ambos modelos. Tal como puede apreciarse, la media del flujo correspondiente al modelo de tercer orden ha de tender a la suma de medias de los flujos asociados al modelo de orden superior.

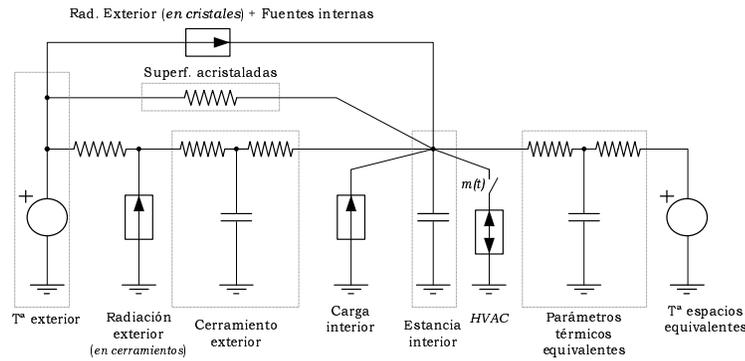
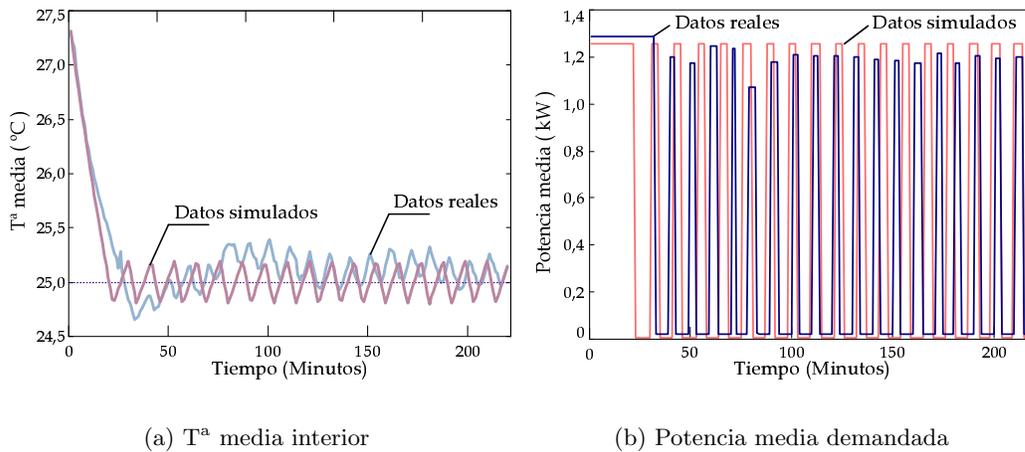


Figura IV.18: Circuito eléctrico equivalente simplificado (I)

(a) T^a media interior

(b) Potencia media demandada

Figura IV.19: Validación modelo de tercer orden. Climatización

En cuanto al aspecto de *diente de sierra* que poseen, es debido a las conexiones y desconexiones de la carga comandadas por el termostato.

Por último, indicar que la propia inercia en las simplificaciones podría conducirnos al empleo de un modelo todavía más reducido que el anterior, equivalente a no considerar la interacción del volumen de control con el resto del sistema —ver figura IV.21—. Dicho modelo ha sido implementado, obteniendo los resultados representados en la figura IV.22. Tal como se aprecia, la evolución de la temperatura está acorde con las medidas realizadas, pero esto sólo se debe a las propias restricciones impuestas al modelo a través del termostato, por tanto lo que utilizaremos en este caso para validarlo serán los resultados energéticos que éste nos aporte, presentados en la tabla IV.5. A la vista de éstos, la simplificación hasta un modelo de segundo orden provoca discrepancias considerables entre los valores energéticos simulados y medidos, lo cual no lo hace adecuado para el tipo de aplicación aquí considerada, con intervalos de tiempo del orden de horas. Una primera alternativa podría ser aumentar la capacidad interior para contrarrestar así la eliminación de la citada rama. Esta solución tampoco reporta resultados satisfactorios, ya que se consiguen modelos de mayor inercia y donde el número de conexiones y desconexiones cada vez es menor. En cuanto a la tendencia de los resultados, ésta es coherente con los cambios producidos desde el modelo original, ya que la eliminación de las ramas correspondientes a los espacios contiguos —y a la tabiquería— provoca una disminución en la energía que ha de suministrar el equipo. Por tanto, y en vista de los resultados

Tabla IV.4: Validación energética. Sistema [AA.I]. Comparación de Modelos (I)

	<i>Valores Medidos</i>	<i>Valores Simulados</i>	
		Modelo 4 ^o orden	Modelo 3 ^{er} orden
Duty-Cycle	40 %	45 %	37 %
Tiempo <i>ON</i> total	89 min	99 min	80 min
Energía demandada	1,842 <i>kWh</i>	2,093 <i>kWh</i>	1,685 <i>kWh</i>
N ^o de conexiones	19	17	17

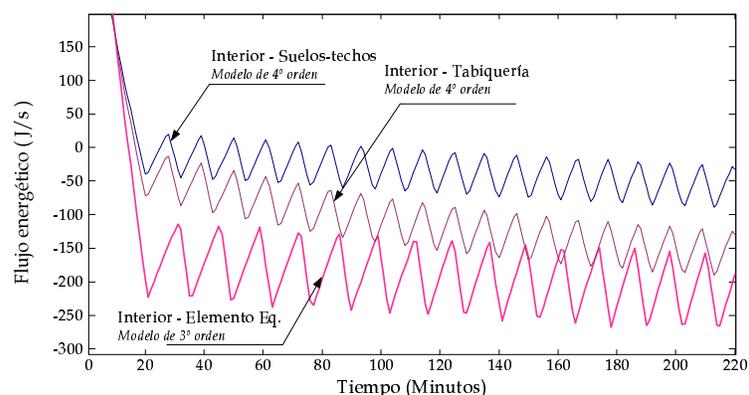


Figura IV.20: Flujos energéticos. Comparación

hasta aquí presentados, se escogerá finalmente para la simulación de programas de Gestión de Cargas un modelo de tercer orden. Tal y como se indicó con anterioridad, una extensa validación de este modelo ya simplificado se recoge en el apéndice B.

IV.3.4. Acumuladores de Calor

Este apartado presenta una estructura similar al anterior, incluyendo un proceso de validación preliminar y estableciendo las simplificaciones oportunas. El conjunto global de ensayos se ha incluido en el apéndice B —apartado B.3—. En este caso, se tratarán de forma separada los dos tipos de acumuladores ya mencionados con anterioridad: *estáticos* y *dinámicos*. Los primeros se han introducido en un sistema cuyas características se describen a continuación, mientras que los segundos —*dinámicos*— se han insertado en un sistema similar al presentado anteriormente, remitiendo, en este caso, al lector a la tablas IV.1 y IV.2. En cuanto a la nomenclatura empleada,

Tabla IV.5: Validación energética. Comparación de Modelos (II)

	<i>Valores Medidos</i>	<i>Valores Simulados</i>		
		4 ^o orden	3 ^{er} orden	2 ^o orden
Duty-Cycle	40 %	45 %	37 %	28 %
Tiempo <i>ON</i> total	89 min	99 min	80 min %	63 min
Energía demandada	1,842 <i>kWh</i>	2,093 <i>kWh</i>	1,685 <i>kWh</i>	1,313 <i>kWh</i>
N ^o de conexiones	19	17	17	11

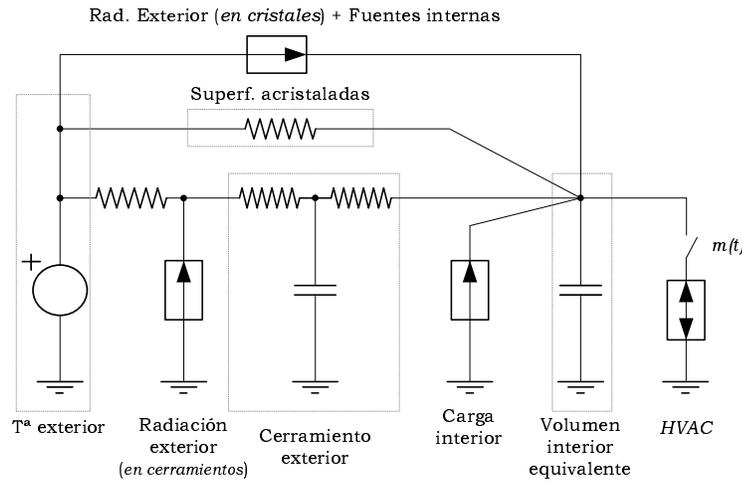
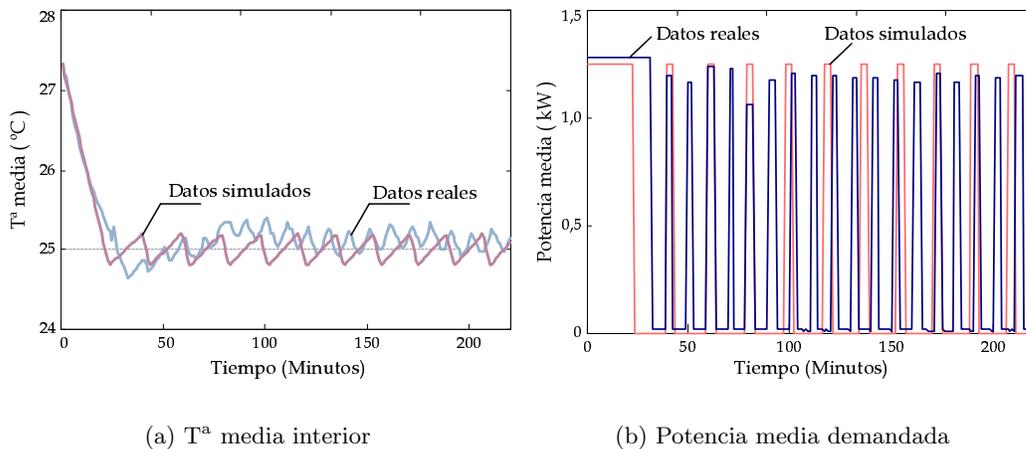


Figura IV.21: Circuito eléctrico equivalente simplificado (II)



(a) T^a media interior

(b) Potencia media demandada

Figura IV.22: Validación modelo de segundo orden. Climatización

para acumuladores estáticos se tomó [AE. *Sistema elemental*].(Nº de ensayo), y para los dinámicos [AD. *Sistema elemental*].(Nº de ensayo).

IV.3.4.1. Caracterización térmica del sistema

Tal y como se ha comentado en el párrafo anterior, se presentan en las tablas IV.6 y IV.7 las características generales del sistema empleado para validar los acumuladores estáticos, [AE.I], así como sus características térmicas más relevantes —un cálculo detallado puede encontrarse en A.4.2 y A.4.3.1—.

IV.3.4.2. Caracterización de la carga final

Respecto al ciclo de almacenamiento de los acumuladores, tanto *estáticos* como *dinámicos*, es necesario indicar que todos ellos presentan un comportamiento similar. Así, durante las horas que la tarificación nocturna lo permite, la potencia eléctrica demandada es transformada prácticamente en su totalidad en forma de calor disipado a través de las resistencias internas —pudiendo alcanzar éstas temperaturas máximas del orden de 900°C —. Este flujo energético será en su mayor parte almacenado en

Tabla IV.6: Sistema elemental [AE.I]: características generales

Situación: Región de Murcia	Entorno: Zona residencial
Tipo de estancia: Sala de estar	Ubicación: 2ª planta
Volumen de la estancia: $22,5 m^3$	Orientación exterior: SurEste-Sur
Superficie exterior: $15 m^2$	Porcentaje al exterior: 50 % del total
Superficie acristalada: $1 m^2$	Porcentaje: 7 % de la superf. exterior
Cerramiento exterior: $14 m^2$	Porcentaje: 93 % de la superficie exterior
Tabiquería interior: $15 m^2$	Porcentaje interior: 50 % del total
Iluminación interior: 1 x 100 W + 1 X 60 W Incandescente	

Tabla IV.7: Sistema elemental [AE.I]: características térmicas

<i>Cerramiento exterior</i>	$K = 1,35 W/(m^2 \cdot ^\circ C K)$ Peso= $234 kg/m^2$ Cap. térmica= $3068,8 kJ/^\circ C$
<i>Estancia</i>	Cap. térmica= $1196,4 kJ/^\circ C$
<i>Ventanas</i>	$K_{vent} = 5 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
<i>Tabiquería interior</i>	$K = 2,25 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ Peso= $96 kg/m^2$ Cap. térmica= $1324,5 kJ/^\circ C$
<i>Suelo y techo</i>	$K = 1,99 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ Peso= $493 kg/m^2$ Cap. térmica= $5536,8 kJ/^\circ C$

Tabla IV.8: Características acumuladores estáticos

<i>Características generales</i>		<i>Características térmicas</i>	
Potencia nominal:	1600 W	Cap. calorífica (bloques):	918 J/kg · °C
Regulación descarga:	5 posiciones	Densidad (bloques):	3900 kg/m ³
Tipo de convección:	libre	Conductividad (bloques):	2 W/m · °C
Nº de bloques:	8	Capa aislante (en mm):	12 + 12 aire
Peso por bloque:	8,7 kg	Conductividad (aislante):	0,03 W/m · °C

Tabla IV.9: Características acumuladores dinámicos

<i>Características generales</i>		<i>Características térmicas</i>	
Potencia nominal:	3000 W	Cap. calorífica (bloques):	918 J/kg · °C
Regulación descarga:	termostato	Densidad (bloques):	3900 kg/m ³
Tipo de convección:	forzada	Conductividad (bloques):	2 W/m · °C
Nº de bloques:	18	Capa aislante (en mm):	25 + 12 aire
Peso por bloque:	8,7 kg	Conductividad (aislante):	0,03 W/m · °C

los bloques cerámicos, existiendo un flujo de pérdidas que, finalmente pasa al espacio interior a través de las capas de aislante.

Durante las horas de uso por parte del cliente de la energía almacenada, los mecanismos de descarga difieren para el caso de acumuladores estáticos y dinámicos, tal y como se comentó en el apartado IV.2.2. Este hecho influye en el número de parámetros necesarios para modelizar cada una de las cargas, así como en la implementación de los modelos. Las tablas IV.8 y IV.9 recogen las características globales que presentan cada una de las cargas empleadas.

IV.3.4.3. Discusión de resultados. Simplificaciones

A partir de los valores asociados a cada uno de los parámetros, se presenta en la figura IV.23 los resultados obtenidos para el caso de acumuladores estáticos. Se ha realizado la validación para dos casos extremos suponiendo la misma carga durante el período nocturno: descarga máxima y mínima, en base a la regulación que permite el equipo. En ambos casos queda patente la exactitud de las simulaciones, a pesar del considerable tamaño del período simulado —24 horas—. En cuanto a los flujos energéticos presentes en este caso, los *scripts* desarrollados también permiten su estimación, con el fin de poder determinar de forma aproximada la energía almacenada durante los períodos de carga, así como la que posteriormente será transmitida al interior durante las descargas del equipo.

Igualmente, para los acumuladores *dinámicos* se ha realizado la validación en base al sistema presentado con anterioridad. En este caso, se ha partido ya de un modelo de tercer orden —figura IV.18—, con el fin de no resultar excesivamente reiterativo. La figura IV.24 muestra los resultados obtenidos durante la simulación de un día completo, donde se ha reflejado también la diferencia porcentual entre valores medidos y simulados —(a)—, así como una ampliación del período de descarga con el fin de reflejar mejor el funcionamiento dentro de la banda muerta del termostato —(b)—.

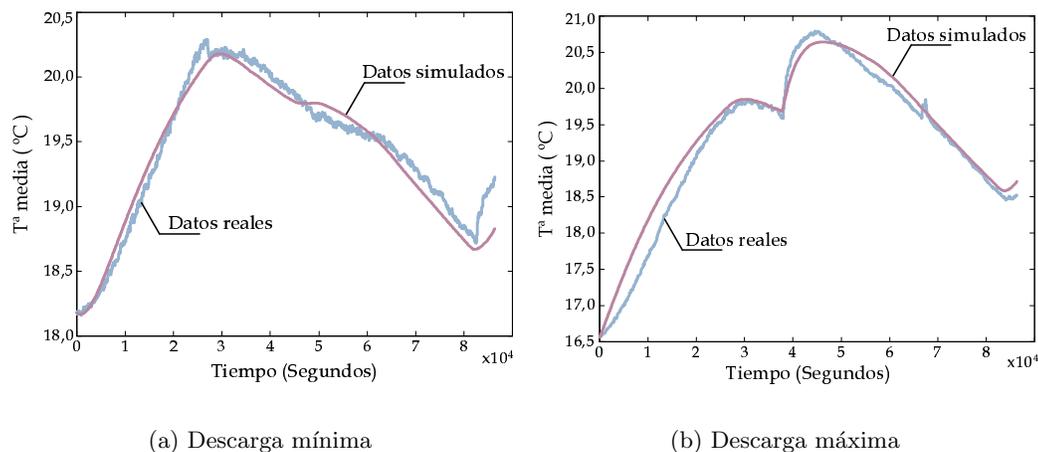


Figura IV.23: Validación modelo de cuarto orden. Acumulador estático

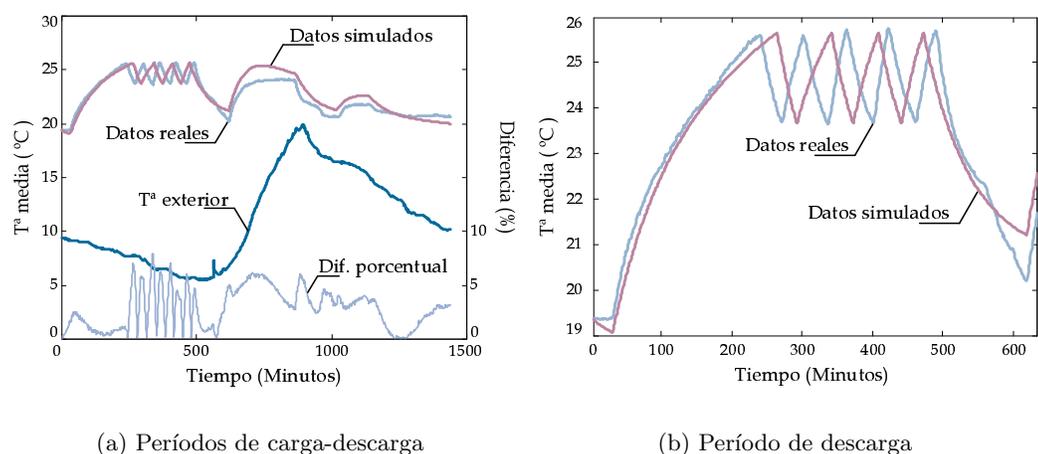


Figura IV.24: Validación modelo de tercer orden. Acumulador dinámico

Seguidamente se justificarán las simplificaciones realizadas para acumuladores con la finalidad de *homogeneizar* el modelo estructural empleado para todas las cargas. Así, en primer lugar se presentan los resultados asociados al acumulador estático para el caso de considerar una sola rama equivalente de los espacios que quedan adyacentes al volumen de control, formando así un modelo de tercer orden similar al empleado ya en la validación de los acumuladores dinámicos y de las cargas de climatización. La figura IV.25 recoge los resultados obtenidos para el caso de acumulador estático con descarga mínima, pudiéndose operar de modo análogo en los demás procesos de descarga. Nótese que de nuevo se ha empleado un intervalo total de simulación de 24 horas, de forma que queden modelados los períodos tanto de carga como de descarga de los equipos.

En el caso de que se pretendiese eliminar esta rama del circuito eléctrico equivalente, quedando así reducido éste a uno de segundo orden —recuérdese figura IV.21—, los resultados obtenidos de las simulaciones mostrarían una evolución en la temperatura interior considerablemente diferente a la real —superior—. Dicho comportamiento se debe a que la eliminación de esta rama equivale a disminuir el flujo de pérdidas energéticas y, por tanto, la cantidad de calor cedida al interior

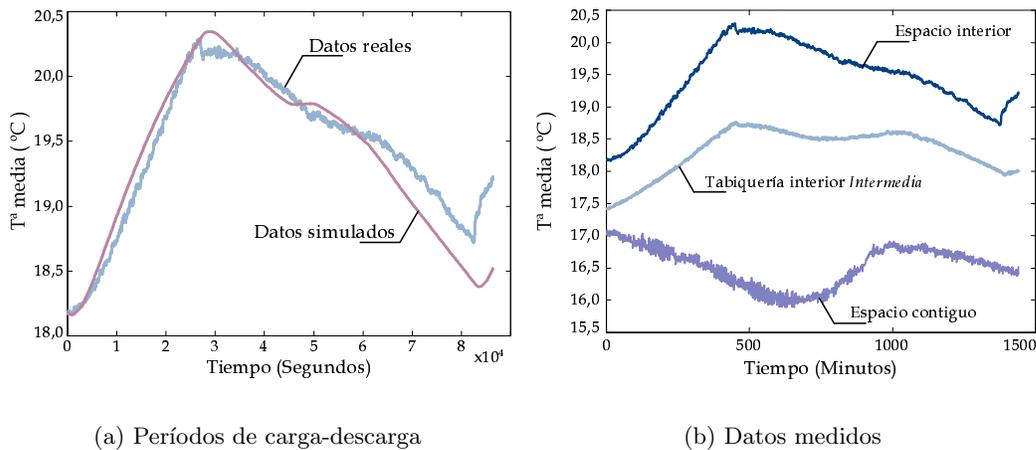


Figura IV.25: Validación modelo de tercer orden. Acumulador estático

sufriría un aumento proporcional. Los resultados tanto para acumuladores estáticos como dinámicos se muestran en la figura IV.26, donde queda de manifiesto la discrepancia entre los valores derivados del modelo de segundo orden y los datos medidos. Del mismo modo que para el caso de equipos de climatización, se han realizado simulaciones posteriores aumentando la capacidad asociada al espacio interior, pero los resultados obtenidos siguen mostrando una discrepancia con respecto a los datos reales.

Por tanto, y a la vista de la figura indicada, se asumirá como válido el modelo de tercer orden, con valores calculados para cada minuto de la simulación para las dos familias de acumuladores aquí estudiados. De este modo, se consigue adoptar un modelo estructural similar para todas las cargas en estudio. El desarrollo completo del sistema de ecuaciones resultante del modelo simplificado se tiene en el apéndice A, apartado A.2.

Finalmente, indicar que, con un modelo de segundo orden —considerando sólo dos elementos almacenadores— sería posible realizar un ajuste de sus parámetros a partir de conjuntos de datos medidos con anterioridad, pudiendo este modelo ser empleado en simulaciones posteriores. Sin embargo, su estructura no reflejaría de forma concisa el comportamiento físico del sistema, planteando dificultades a la hora de establecer vínculos entre cada parámetro y la variable que representa. Por otro lado, existirían restricciones al tamaño de los períodos simulados —si se desea mantener el error dentro de valores aceptables—, las cuales vendrían impuestas por las propias simplificaciones que conlleva el modelo, tal y como se ha analizado en apartados anteriores a este.

IV.3.5. Ajuste de Parámetros

La validación de los modelos elementales descrita en los apartados anteriores se ha realizado suponiendo conocidos los valores de los parámetros del sistema. Sin embargo, éstos a menudo no se encuentran accesibles, por lo que resulta conveniente contar con una herramienta que permita su estimación. Así, partiendo de los valores simulados y medidos de la temperatura interior, se ha definido un vector de diferencias —error— y se ha planteado un problema de minimización no lineal, en el que las variables son, precisamente, los parámetros desconocidos. De este modo, a partir de unos valores iniciales, se entra en un proceso iterativo con el objetivo de minimizar

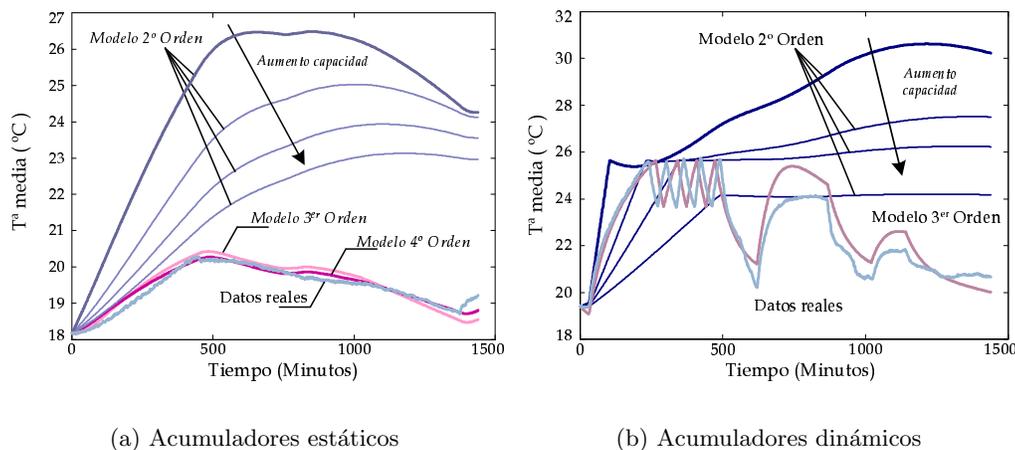


Figura IV.26: Validación modelo de segundo orden. Acumuladores

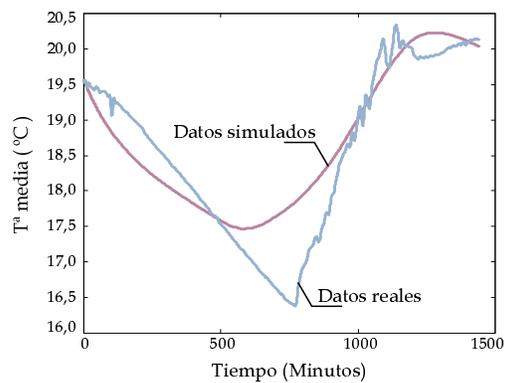
Tabla IV.10: Ajuste de parámetros. Sistema I

Cerram. exterior	Capacidad ext.	Ventanas	Capacidad int.	Capacidad Eq.
16,2 m ² , 1,8 W/m ² °C	1,9 MJ/°C	8 % ext.	1,45 MJ/°C	12 MJ/°C
15,8 m ² , 2,1 W/m ² °C	2 MJ/°C	7 % ext.	1,5 MJ/°C	15 MJ/°C
16,3 m ² , 1,6 W/m ² °C	1,8 MJ/°C	10 % ext.	1,35 MJ/°C	14 MJ/°C
18,3 m ² , 1,7 W/m ² °C	2 MJ/°C	7 % ext.	1,3 MJ/°C	12,7 MJ/°C

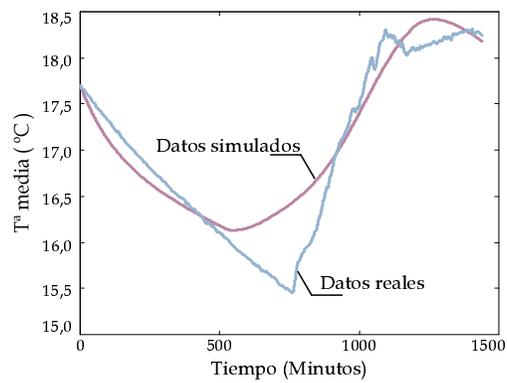
las discrepancias entre la evolución de temperatura interior medida y simulada. En cuanto a la elección de datos como base de este proceso, hemos estimado conveniente escoger días con ausencia de cargas termostáticamente controladas, de forma que los valores de temperatura interior dependan exclusivamente de variables climáticas, de la carga interna y de las características térmicas del sistema considerado. Además, se han considerado períodos de *descarga* del sistema, con el fin de poder reconocer sus constantes de tiempo.

Como ejemplos de este proceso iterativo, se presentan en las figuras IV.27 y IV.28 las gráficas de temperatura interior una vez ajustados los parámetros para dos sistemas con características diferentes. El primero de ellos contaba con un 50 % de paredes al exterior —orientaciones este-sur— y un menor nivel de aislamiento térmico, mientras que el segundo —figura IV.28— correspondía a una edificación más actual —orientación sur sur-oeste—, con un 25 % de cerramiento exterior pero con un volumen a acondicionar mayor. Para cada uno de los casos, se ejecutó el proceso de minimización suponiendo un desconocimiento importante de parámetros, obteniéndose los resultados que se muestran en las tablas IV.10 y IV.11. Lógicamente, para cada uno de los días considerados los resultados no fueron los mismos, ya que el algoritmo de minimización selecciona aquellos valores que permiten alcanzar un error menor, por lo que finalmente se optará por tomar valores medios.

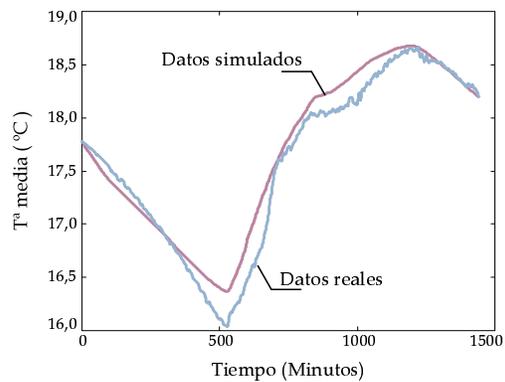
En cuanto a las restricciones implementadas, se impuso un rango a cada variable en función de los valores típicos que pueden encontrarse en las construcciones donde se han recogido los datos. Téngase en cuenta que el proceso de minimización puede llevar a ajustes de parámetros fuera de los intervalos considerados como normales, además de insistir en el esfuerzo estéril que supone la minimización exhaustiva



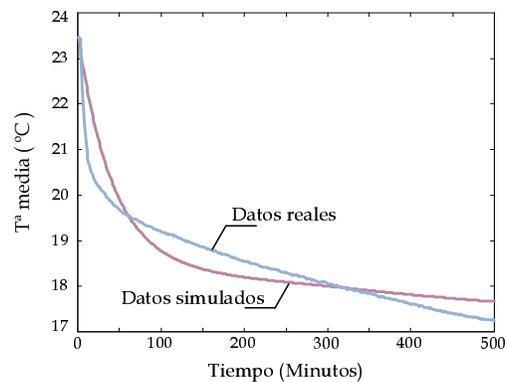
(a) 27/03/00



(b) 05/04/00



(c) 15/04/00



(d) 27/04/00

Figura IV.27: Ajuste de parâmetros. Sistema I

Tabla IV.11: Ajuste de parâmetros. Sistema II

Cerram. exterior	Capacidad ext.	Ventanas	Capacidad int.	Capacidad Eq.
9,2 m ² , 0,8 W/m ² °C	2,3 MJ/°C	21 % ext.	1,22 MJ/°C	16 MJ/°C
9,8 m ² , 0,9 W/m ² °C	2,1 MJ/°C	20 % ext.	1,15 MJ/°C	17 MJ/°C
9,3 m ² , 1,0 W/m ² °C	2,5 MJ/°C	17 % ext.	1,06 MJ/°C	14 MJ/°C
11,1 m ² , 0,85 W/m ² °C	2,4 MJ/°C	18 % ext.	1,29 MJ/°C	16 MJ/°C

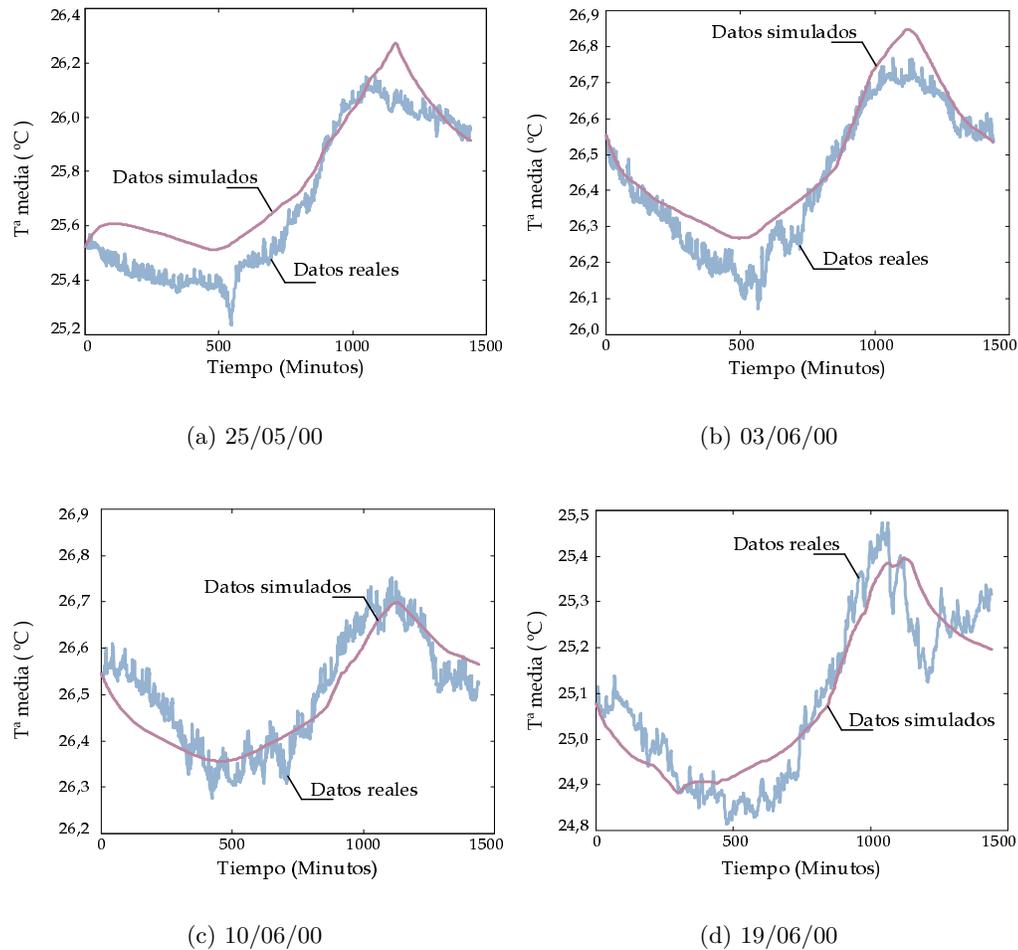


Figura IV.28: Ajuste de parámetros. Sistema II

del error cuando, en nuestras monitorizaciones, las sondas poseen una precisión de $0,3^{\circ}\text{C}$. Respecto a los valores iniciales fijados para cada variable, éstos se tomaron de forma aleatoria para el conjunto de valores simulados, dentro del intervalo asignado a cada uno de los parámetros, teniendo en cuenta la relación existente entre éstos y la variable física que representan —resistencia térmica, capacidad—.

IV.4. Otras Técnicas: Redes Neuronales

Las redes neuronales ya fueron reseñadas en el capítulo III —apartado III.3.3.2— como una de las técnicas más recientemente introducidas en el campo de la Gestión de la Demanda. Igualmente, se comentaron las limitaciones que presentan en aplicaciones donde interesa estudiar la respuesta del sistema cuando alguno de sus parámetros internos se modifica, así como sus ventajas en casos en los que se tenga desconocimiento de las leyes y expresiones asociadas al comportamiento del sistema modelado. Para la problemática que nos ocupa, hemos considerado interesante poder comparar los resultados de los modelos elementales anteriormente presentados con los que se obtendrían a partir de una red neuronal, centrándonos, en concreto, en cargas de climatización. El objetivo era, pues, idéntico al ya presentado con anterioridad: encontrar con un modelo —de red neuronal— que permitiese simular tanto el

comportamiento térmico de un sistema como las necesidades energéticas de la carga final termostáticamente controlada —comportamiento a nivel eléctrico—. Con tal fin, y teniendo en cuenta las características dispares de las variables consideradas de salida, pensamos que sería acertado dividir el problema inicial en dos, de forma que se entrenasen sendas redes neuronales, cada una de ellas con una sola salida — T^a interior y potencia demandada, respectivamente—. La justificación se debía al perfil que presentaban ambas variables ante los mismos valores de entrada, con discontinuidades acentuadas en el caso de la potencia demandada, según los ciclos de trabajo, y con oscilaciones mucho menores para la T^a interior. Indicar que, inicialmente empleamos una sola red, y la respuesta para la potencia demandada era un variable de salida constante justamente en el valor medio de su potencia nominal.

En cuanto a la arquitectura de red escogida, se seleccionó para ambos casos una red *feedforward* multicapa, formada por una primera capa con tantas neuronas como variables de entrada se consideraran, una segunda capa oculta —*hidden layer*— con un número a determinar de neuronas, y una última capa de salida formada por una sola neurona. La justificación de escoger esta red radica en su utilización como *aproximador universal*, es decir, su capacidad para aproximar con una exactitud suficiente un mapeado arbitrario, [Sti89]. La selección de las entradas fue uno de los puntos más críticos durante el entrenamiento de la red, ya que era necesario introducir una información suficiente para que ésta fuese capaz de encontrar nexos de unión entre las entradas y la salida, teniendo también en cuenta los valores de los instantes anteriores. Así, para un instante concreto $t = \tau_k$ se consideraron inicialmente como entradas las siguientes variables evaluadas en (τ_{k-1}) :

$$\begin{aligned} X_{ext}; (x_{int} - X_{consg}) \cdot m(t = \tau_{k-1}); \\ I_{ce}; I_{sa} + I_{fi}; I_{HVAC} \cdot m(t = \tau_{k-1}), \end{aligned} \quad (IV.4)$$

donde cada una de las entradas está definida en el apartado IV.2.3. La figura IV.29 muestra los resultados obtenidos para este caso, asignando 20 neuronas en la capa oculta y empleándose un total de 10 días para realizar el entrenamiento —con datos por minuto—. Tanto esta simulación como las restantes, han sido realizadas haciendo uso de la *toolbox* sobre redes neuronales que posee la herramienta *Matlab*, empleándose como algoritmo de aprendizaje el conocido como *backpropagation*. Éste opera en base a una secuencia de dos etapas: en la primera, la actividad de la red fluye desde la capa de entrada —donde se sitúa un patrón— hasta la generación de la salida —respuesta—; en la segunda, esta salida se compara con el valor deseado y el error correspondiente viaja en sentido contrario a través de la red —desde la capa de salida hacia la de entrada—, [Cau93].

De acuerdo con los resultados presentados, se pensó que podrían conseguirse mejores aproximaciones mediante la modificación de las entradas de la red. Finalmente se optó por el siguiente grupo de entradas para un instante concreto τ_k , en el cual se incluían valores de los dos instantes de tiempo anteriores, (τ_{k-1}) y (τ_{k-2}) , y donde las variables de entrada estaban asociadas a:

$$\begin{aligned} X_{ext}; x_{int} \text{ en } (\tau_{k-1}) \text{ y } (\tau_{k-2}); \\ (x_{int} - X_{consg}) \cdot m(t = \tau_{k-1}); I_{ce}; I_{sa} + I_{fi}; I_{HVAC} \cdot m(t = \tau_{k-1}). \end{aligned} \quad (IV.5)$$

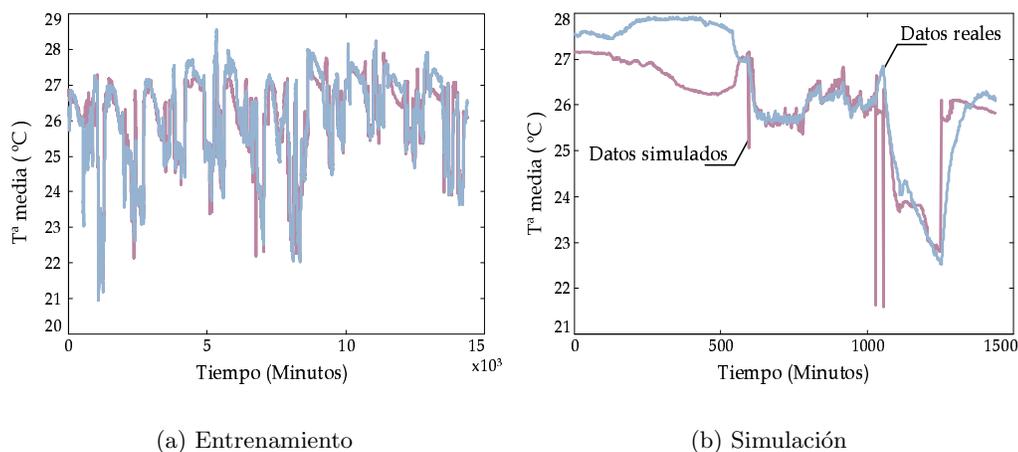


Figura IV.29: Red neuronal (I). Temperatura interior

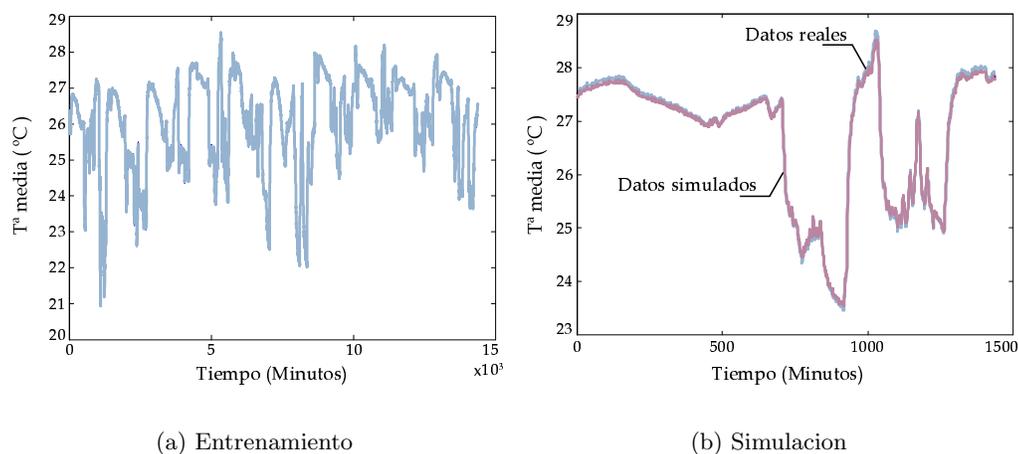


Figura IV.30: Red neuronal (II). Temperatura interior

En este caso, los resultados obtenidos se reflejan en la figura IV.30, donde se aprecia la mayor exactitud de los mismos, optándose finalmente por este segundo conjunto de entradas a la red. Nótese que tanto para el proceso de entrenamiento como para la simulación los valores reales y calculados quedan prácticamente superpuestos.

Una vez entrenada y validada la red correspondiente a la evolución de la temperatura interior, se procedió de modo similar con la red asociada a la demanda de potencia eléctrica, implementando las mismas entradas que habían mostrado su idoneidad en el estudio anterior, y utilizando tanto el mismo número de neuronas en la capa oculta —20—, como los mismos datos para el entrenamiento y la simulación posterior. La figura IV.31 muestra los resultados obtenidos para el caso de entrenar esta segunda red con un total de 5 días, o duplicar los días de entrenamiento. Tal como puede apreciarse en las simulaciones realizadas, los resultados muestran una aproximación considerable a los valores reales, obteniéndose valores para el *Duty-cycle* simulado próximo a los reales —48% real y 52% simulado—. Indicar, por último, que en este caso se empleó una función del tipo *postlin* para la salida de la red, con el fin de evitar valores negativos de demanda, los cuales carecerían de

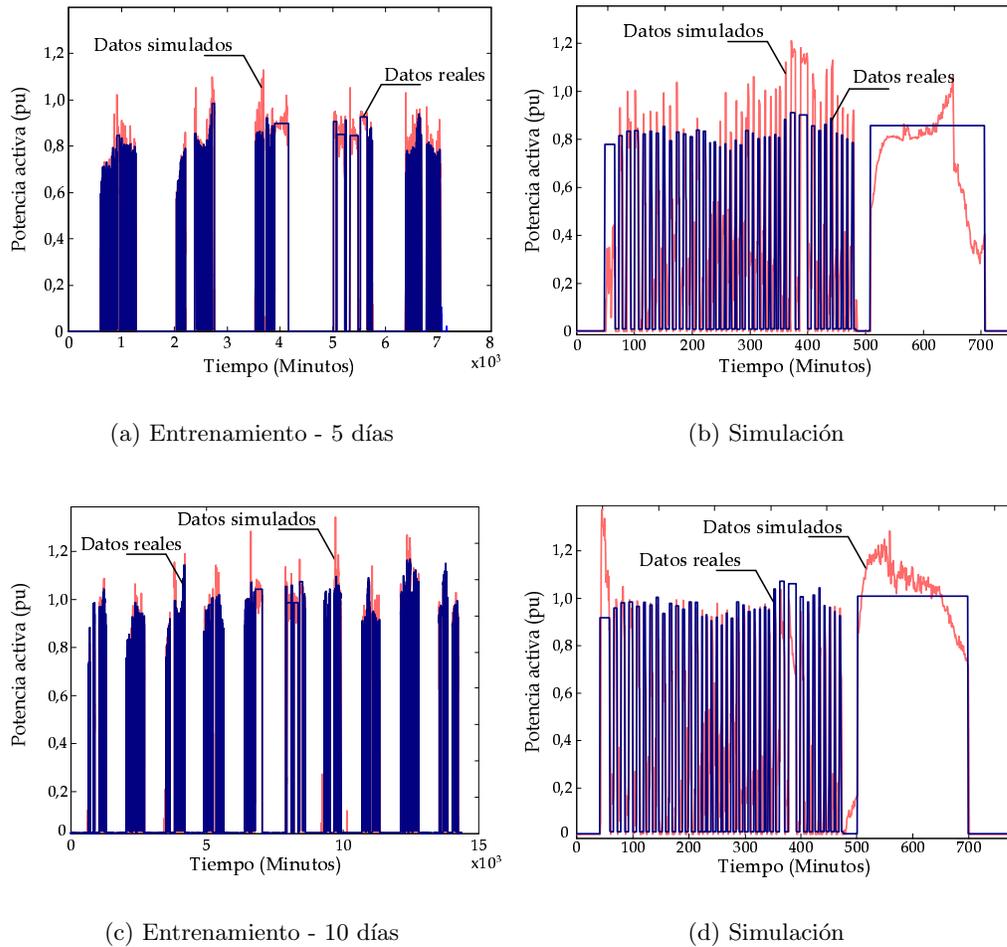


Figura IV.31: Red neuronal. Potencia eléctrica demandada

significado dentro de esta aplicación.

Finalmente, la figura IV.32 muestra los resultados obtenidos para un período de simulación considerable, a partir del modelo elemental físicamente basado y mediante la red neuronal, en el caso de un sistema con carga de climatización y el que se realizasen modificaciones relevantes en el valor de la temperatura de consigna del termostato — X_{consig} —, encontrando en ambos casos errores menores del 10 %.

Bibliografía

- [Ant00] K. A. Antonopoulos, E. P. Koronaki. *Effect of indoor mass on the time constant and the thermal delay of buildings*. Int. J. of Energy Research, vol. 24, (2000), pp. 391–402
- [Cau93] M. Caudill, C. Butler. *Understanding neural networks: computer explorations*. Massachusetts Institute of Technology, 1993
- [Dom85] M. Domínguez, O. Herrera, I. Alvarez. *Resolución de la ecuación de transmisión de calor en muros multicapa, aplicando la impedancia térmica*. Documentación técnica, Instituto del Frío C.S.I.C, España (1985)

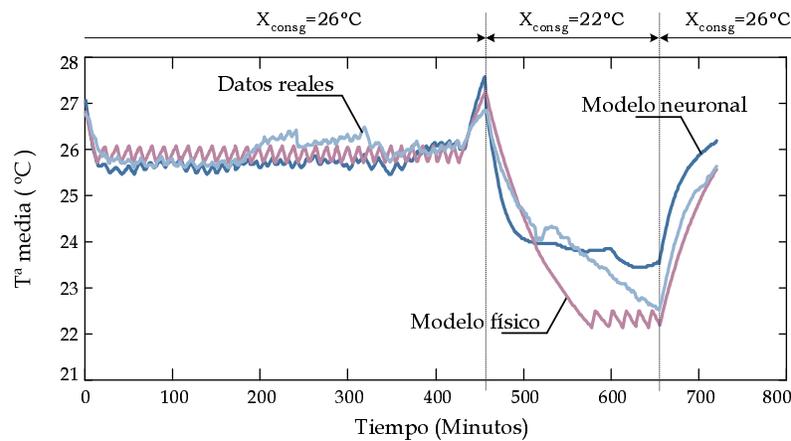


Figura IV.32: Comparación de modelos

- [Fue02] J. A. Fuentes, A. Gabaldón, E. Gómez, A. Molina. *Desarrollo e implementación de un sistema flexible de adquisición de datos. XII Reunión de Grupos de Investigación en Ingeniería Eléctrica*. Córdoba. 2002
- [Iqb83] M. Iqbal. *An introduction to solar radiation*. Academic Press Inc, New York, 1983
- [Jim99] F. J. Jiménez. *La madera: propiedades básicas*. Grupo Estudios Técnicos, Madrid, 1999
- [Kal01] S. Kalpakjian, S. Schmid. *Manufacturing engineering and technology*. Prentice Hall Inc, 2001, 4 edn.
- [Lar] L. James - Northern Michigan University (<http://www.learnhvac.com>)
- [Pin96] J. M. Pinazo. *Manual de climatización*, vol. II. Universidad Politécnica de Valencia, 1996
- [Sch89] F. C. Schweppe, B. Daryanian, R. D. Tabors. *Algorithms for a spot price responding residential load controller*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 4, no. 2, (1989), pp. 507–516
- [Sti89] M. Stinchcombe, H. White. *Universal approximation using feedforward networks with non-sigmoid hidden layer activation functions*. International Joint Conference on Neural Networks, vol. 1, (1989), pp. 613–617
- [Tom98] K. Tomiyama, J. P. Daniel, S. Ihara. *Modeling air conditioner load for power system studies*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 13, no. 2, (1998), pp. 414–420
- [Zei84] B. P. Zeigler. *Theory of modelling and simulation*. Malabar, 1984

CAPÍTULO V

Agregación de Cargas Elementales

El objetivo principal de este capítulo se centra en la elección de una metodología de agregación que permita identificar, de forma plausible, el comportamiento de un conjunto de cargas elementales. Así, primeramente, se realizará una caracterización de las cargas susceptibles de ser agregadas, presentando los criterios de agregación existentes y los tipos principales de grupos de carga que pueden generarse: homogéneos, cuasi-homogéneos y heterogéneos. Posteriormente, se aplicarán dos metodologías al problema de agregación, simulando en ambos casos un conjunto de sistemas elementales —a partir de los modelos validados del capítulo anterior— mediante un proceso de tipo Monte Carlo. La primera de estas metodologías se basa en la discretización de Euler-Maruyama, aplicada primeramente para la resolución de un sistema elemental y luego extendida al caso de un conjunto de éstos; la segunda se apoya en el empleo de estimadores tipo núcleo, con la obtención de funciones de densidad cuyos perfiles dependen del tipo de estimador escogido y del ancho de banda fijado. A la vista de los resultados, se optará por aquella que aporte una información más completa y detallada del comportamiento conjunto de las cargas, facilitando así su estudio a este nivel. El capítulo finaliza con un análisis de la demanda eléctrica agregada, determinando su valor para instantes concretos dentro del período de simulación, y estableciendo las relaciones entre ésta, los parámetros asociados a los modelos elementales y el comportamiento individual de las cargas.

V.1. Grupos de Agregación

V.1.1. Tipología de las Cargas a Agregar

Antes de proceder a la agregación de cargas elementales, resulta necesario realizar una caracterización previa del conjunto de cargas de uso final presentes en el sector residencial. Teniendo en cuenta que el objetivo fundamental va a ser la implementación de estrategias de Gestión de Cargas sobre los equipos agregados, resulta evidente que la mencionada caracterización habrá de guardar coherencia con dicho objetivo, escogiéndose los siguientes criterios para identificar cada carga elemental, [Gab92],

Clase de servicio. Asociado a las características eléctricas de la carga en cuestión.

Se podrían considerar cargas de la misma clase aquellas que tuviesen un mismo orden de magnitud de su consumo, con propiedades físicas similares.

Tipo de uso. Función de la utilidad principal de la carga elemental, por ejemplo climatizadores, cargas de iluminación . . . Indicar que los acumuladores de frío/calor y los termos eléctricos se considerarán como dos categorías independientes, a pesar de que por su utilidad pudiesen inicialmente enmarcarse dentro de otros grupos más generales. Esto lo consideramos necesario ya que son, probablemente, las cargas de uso final que más desfase temporal introducen entre el consumo eléctrico y la utilidad que el cliente realiza de dicho servicio.

Ubicación física. La situación geográfica determinará, en parte, el comportamiento de las cargas. Así, cargas próximas estarán sometidas a características eléctricas similares provenientes de la red de suministro —niveles de tensión, frecuencia . . . — Del mismo modo, se verán sometidas a condiciones climáticas parecidas, lo cual afecta, por ejemplo, al modo de trabajo de las cargas termostáticamente controladas.

Por tanto, todas las cargas de uso final pertenecientes al sector residencial quedan caracterizadas a partir de una combinación de tres subíndices, — ijk — correspondientes a los tres criterios aquí expuestos. De esta forma, se tiene un número N máximo de demandas individuales diferentes,

$$N = n_i \cdot n_j \cdot n_k, \quad (\text{V.1})$$

donde n representa el número de posibilidades consideradas en cada uno de los subíndices. Un elemento perteneciente al conjunto N sería, por ejemplo, equipos de 1600 W — i —, destinados a calentar estancias mediante acumulación de calor — j —, y alimentados desde un determinado centro de transformación ubicado en zona climática Z , — k —.

De todo el espectro de cargas de uso final residenciales, las que van a ser consideradas en el problema de agregación son aquellas que presentan un *mecanismo de control del servicio*, es decir, las que poseen la característica de regular internamente la energía eléctrica que demandan de la red y almacenarla en otras forma de energía —térmica, en nuestro caso—. De este modo, la prestación del servicio requerido por el cliente no implicaría necesariamente una demanda energética en ese mismo instante de tiempo. En cuanto a las vías para almacenar la energía, se consideran dos principales: a partir de la capacidad térmica del propio recinto y su

entorno, *almacenamiento exterior*, —equipos de aire acondicionado, por ejemplo—; y el llamado *almacenamiento interior*, basado en la utilización de bloques cerámicos o tanques de hielo situados en volúmenes aislados convenientemente.

Estas dos metodologías de almacenamiento térmico, con sus correspondientes comportamientos *demanda* \Leftrightarrow *servicio al cliente* plasmados en los modelos elementales del capítulo anterior, nos determinan las dos grandes familias de cargas de uso final sobre las que aplicaremos los criterios de agregación: equipos de climatización y acumuladores de calor.

V.1.2. Criterios de Agregación

Una vez presentados los tipos de cargas elementales que servirán como base al problema de agregación, se exponen en este apartado los criterios utilizados para la formación de los grupos de cargas. Dichos criterios influyen directamente sobre las propiedades que adquirirá la demanda eléctrica del conjunto, por lo que trataremos individualmente cada uno de los grupos que usualmente pueden formarse.

V.1.2.1. Grupo homogéneo de cargas

Formado por la unión de un conjunto de cargas con características muy similares y la misma ubicación física, asumiéndose también una utilización parecida por parte de los clientes. Se tienen, por tanto, cargas con subíndices *ijk* prácticamente iguales, lo cual origina una demanda de conjunto alejada aún del problema real de agregación. Desde el punto de vista de los modelos elementales presentados en el capítulo anterior, en este grupo se englobarían cargas cuyos parámetros del circuito eléctrico equivalente —tanto pasivos como activos— presentaran valores muy similares.

V.1.2.2. Grupo cuasi-homogéneo de cargas

La problemática de la agregación se aproxima más a la realidad si la formación de grupos se realiza a partir de cargas elementales que, aún teniendo comportamientos similares, están situadas en sistemas con una cierta discrepancia entre sus respectivos parámetros; es decir, cada modelo elemental puede contener diferentes valores para las resistencias térmicas —*R*— y las capacidades —*C*—, pero sus constantes de tiempo presentan una disparidad poco acusada. En la tabla V.1 se recogen las características de sistemas elementales similares a los medidos durante los ensayos que podrían emplearse en la formación de grupos cuasi-homogéneos, presentándose en la tabla V.2 las constantes de tiempo correspondientes a cada uno de ellos, las cuales están asociadas a los valores propios de la matriz [*A*] del sistema de espacios de estado respectivo, tal y como se indicó en el capítulo anterior.

De todas ellas, el sistema [4] es el que presenta un alejamiento mayor, siendo, en última instancia, la selección de las cargas a incluir en cada grupo un ejercicio no carente de cierta dosis de subjetividad. Por tal motivo, resulta conveniente establecer unos criterios de diferenciación flexibles, función de cada problema que se plantee. A modo de complemento, la figura V.1 presenta un histograma donde se recogen las constantes de tiempo de estos sistemas, pudiendo identificar tres intervalos donde quedan ubicadas prácticamente la totalidad de éstas. Como ejemplo de delimitación admisible para la inclusión de otros sistemas elementales se han superpuesto otras tantas funciones normales, de forma que el ajuste de sus varianzas permita cubrir el intervalo deseado para cada constante de tiempo.

Tabla V.1: Grupos Cuasi-homogéneos. Características Cargas Elementales

<i>Bloque</i>	<i>Parámetro</i>	<i>Sistema</i>			
		[1]	[2]	[3]	[4]
<i>Cerramiento Exterior</i>	Superficie (m^2)	17	9	10	20
	K ($W/m^2\text{°C}$)	1,58	1,6	1,87	1
	Capacidad ($MJ/\text{°C}$)	2,55	1,87	1,94	1
<i>Estancia</i>	Volumen (m^3)	10	14	9	12
	Capacidad ($MJ/\text{°C}$)	1	1,20	1,08	0,84
<i>Resto interior Eq.</i>	K ($W/m^2\text{°C}$)	1,58	1,6	1,87	1
	Capacidad ($MJ/\text{°C}$)	7	12	8,5	6,5

Tabla V.2: Grupos Cuasi-homogéneos. Constantes de tiempo

	<i>Sistema</i>			
	[1]	[2]	[3]	[4]
<i>Ctes. de tiempo (Horas)</i>	1,36	0,95	1,15	1,3
	7,5	7,25	8,9	12
	13,5	14,3	13,9	28

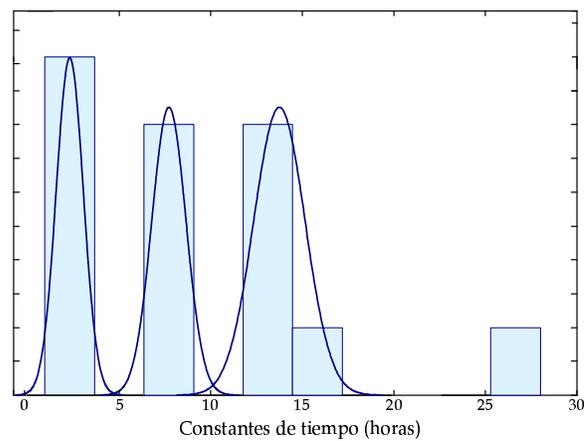


Figura V.1: Histograma constantes de tiempo

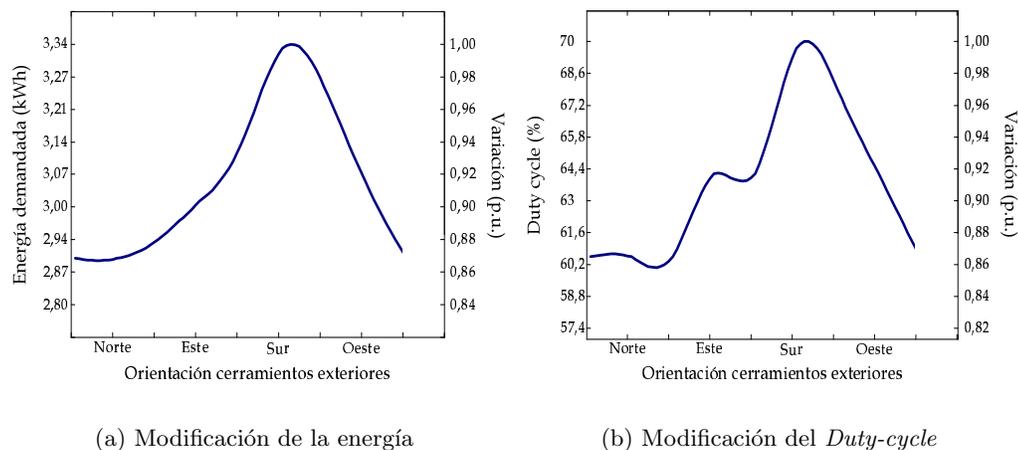


Figura V.2: Demanda energética: modificación de orientaciones

Otra de las posibilidades que se presenta, a la hora de configurar grupos de cargas cuasi-homogéneos, consiste en la selección de sistemas que, aún teniendo características térmicas prácticamente iguales — R , C y dimensiones globales—, poseen diferente orientación solar y/o porcentaje de superficie al exterior —cerramiento de fachada—. En este caso, las demandas energéticas difieren de unos con respecto a otros, suponiendo la misma temperatura de consigna para todos ellos. La figura V.2 recoge primeramente los valores de energía y *Duty-cycle* medio para una simulación de 4 horas —entre las 14 y las 18 horas civiles— y una superficie de cerramiento exterior del 50 % en todos los casos —10 % asociado a ventanas—. Tal como se aprecia, el comportamiento energético de los sistemas no es el mismo, quedando a criterio personal la inclusión —o no— de todas las cargas elementales dentro del mismo grupo. Estas gráficas muestran también, de un modo indirecto, la importancia de considerar la radiación solar como una de las variables de entrada, al quedar de manifiesto su influencia sobre la demanda energética del sistema. Del mismo modo, las diferencias de demanda entre distintas orientaciones se ve afectada por el porcentaje de superficie al exterior, hecho recogido en la figura V.3, donde se han superpuesto los comportamientos de sistemas al ir variándose tanto este parámetro como sus orientaciones. En todos los casos se ha establecido un 10 % de área de ventanas con respecto al total exterior, y un tiempo de simulación de 4 horas. Tal como era de esperar, las demandas energéticas crecen conforme es mayor la interacción con el exterior, apreciándose un salto cuantitativo importante a partir del 50 % de superficie total. Por tanto, sistemas con igual orientación pero diferente porcentaje de cerramiento exterior conducen a distintos valores de demanda energética, guardando similitud entre las tendencias de ambas variables.

A la vista de la figura V.3, podría inicialmente deducirse que las estancias con orientación predominante *Sur* poseen una demanda energética superior a las estancias con otras orientaciones. Es necesario aclarar que este hecho se encuentra directamente asociado al período del día para el que se ha realizado la simulación; desplazándose, así, dicho máximo por las distintas orientaciones, según el intervalo de tiempo escogido comprenda horas de mañana o de tarde. Para mostrar esta variación, la figura V.4 presenta los resultados de demanda energética prevista para sistemas con diferentes orientaciones durante distintos períodos del día —suponiendo para todos ellos un 50 % de superficie al exterior—. Tal como puede observarse, el

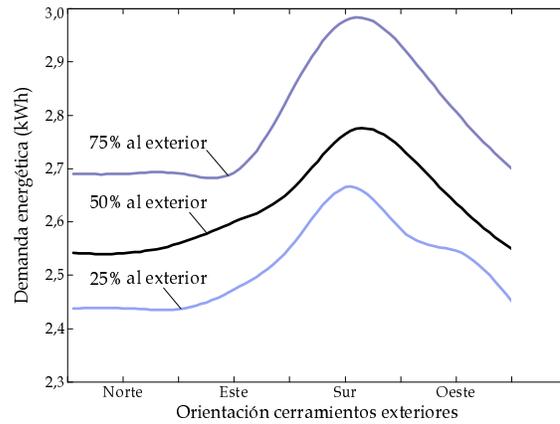


Figura V.3: Demanda energética: modificación de orientaciones y superficie exterior

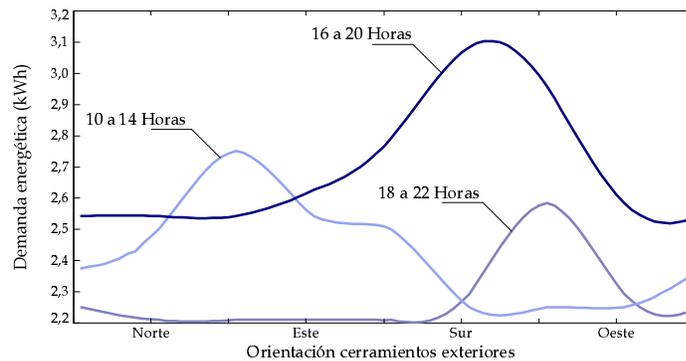


Figura V.4: Demanda energética: modificación del intervalo escogido

máximo de demanda energética va modificándose tanto en valor como en orientación, estableciéndose cierta similitud entre el perfil de demanda energética resultante y la curva de valores de radiación solar correspondiente a cada intervalo de tiempo considerado.

Indicar, por último, que en este tipo de grupos pueden tener cabida cargas con diferentes propiedades eléctricas, siempre que su comportamiento *relativo* sea similar. Es decir, la diferenciación de cargas no debe hacerse exclusivamente por el rango de potencia eléctrica de los equipos, sino por la demanda que éstos presenten en relación al volumen que han de acondicionar y a la carga interna. Así, puede darse el caso de contar con dos sistemas con cargas elementales diferentes —y también distintos parámetros térmicos—, pero que mantienen la misma relación *necesidades/recursos*, en este caso, los comportamientos a nivel eléctrico tenderían a ser parecidos y podría plantearse el incluirlos dentro del mismo grupo.

V.1.2.3. Grupo heterogéneo de cargas

La formación de conjuntos de cargas heterogéneos se basa en una metodología opuesta a la presentada para los grupos homogéneos. En este caso, podrían escogerse sistemas con características térmicas dispares, así como cargas de perfiles de demanda notablemente diferentes. Igualmente, podría obtenerse un grupo heterogéneo a partir de la agregación de grupos homogéneos con características diferenciadas. Esta última posibilidad puede ser empleada como una vía para la obtención de la demanda de carga agregada a nivel de subestaciones de distribución.

V.2. Metodologías de Agregación

V.2.1. Discretización. Método de Euler-Maruyama

V.2.1.1. Descripción

Como punto de partida para la descripción del método, se tomará el sistema simplificado de tercer orden desarrollado en el apéndice A.2. En concreto, particularizando para la expresión asociada a la variable de estado *temperatura interior* — x_{int} —, y procediéndose de forma análoga en el caso de querer determinar la demanda de la carga, se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} x_{int}(t) = & a_{21} \cdot x_{ce}(t) + a_{22} \cdot x_{int}(t) + a_{23} \cdot x_{eq}(t) + b_{21} \cdot X_{ext}(t) + \\ & + b_{23} \cdot [I_{sa}(t) + I_{fi}(t) + \mu_W + \sigma_W W'(t)] + b_{24} \cdot I_{HVAC}(t) \cdot m(t), \end{aligned} \quad (\text{V.2})$$

expresión obtenida como suma de un sistema determinístico más una perturbación continua del tipo *valor medio + ruido blanco*, $W'(t)$. Para formalizar matemáticamente esta expresión se ha recurrido a la teoría de las ecuaciones diferenciales estocásticas, introducida por Itô en la primera mitad del siglo XX. En este contexto, el ruido blanco se interpreta como la *derivada* del movimiento browniano $W(t)$, el cual es un proceso gaussiano con incrementos independientes. Así pues, una ecuación diferencial estocástica se escribe como:

$$dX_t = a(t, X_t)dt + b(t, X_t) dW_t, \quad (\text{V.3})$$

donde $X = X(t)$, $t_0 \leq t \leq T$ es un proceso que satisface la ecuación diferencial estocástica anterior, con un valor inicial $X(t_0) = X_0$.

Para obtener la respuesta de sistemas del tipo (V.3) puede hacerse uso del método de aproximación discreta de *Euler-Maruyama*, así, para una discretización del intervalo $[t_0, T]$, del tipo $t_0 = \tau_0 < \tau_1 < \dots < \tau_n < \dots < \tau_N = T$, esta aproximación genera un proceso estocástico continuo, $Y = Y(t)$, $t_0 \leq t \leq T$, que satisface, [Klo95],

$$Y_{n+1} = Y_n + a(\tau_n, Y_n) \cdot (\tau_{n+1} - \tau_n) + b(\tau_n, Y_n) \cdot (W_{\tau_{n+1}} - W_{\tau_n}), \quad (\text{V.4})$$

donde $Y_n = Y(\tau_n)$, para $n = 0, 1, 2, \dots, (N - 1)$, y con $Y_0 = X_0$.

Por tanto, puede determinarse el valor de $Y(\tau_{n+1})$ a partir de valores asociados a τ_n y de la variación sufrida por la variable aleatoria W_t , la cual tiene en cuenta la presencia de ruido en el modelo,

$$\Delta W_n = W_{\tau_{n+1}} - W_{\tau_n}. \quad (\text{V.5})$$

Precisamente, la naturaleza de esta variable $W = \{W_t, t \geq 0\}$ hace que el cálculo de $Y(\tau_{n+1})$ no sea ya un proceso determinístico, siendo entonces definida ésta última como una variable también aleatoria, y reescribiéndose la expresión (V.4) como

$$Y_{n+1} = Y_n + a\Delta_n + b\Delta W_n, \quad (\text{V.6})$$

para $n = 0, 1, 2, \dots, (N - 1)$, donde los incrementos son variables aleatorias gaussianas de media $E(\Delta W_n) = 0$ y varianza $E((\Delta W_n)^2) = \Delta_n$, con $\Delta_n = \tau_n - \tau_{n-1}$.

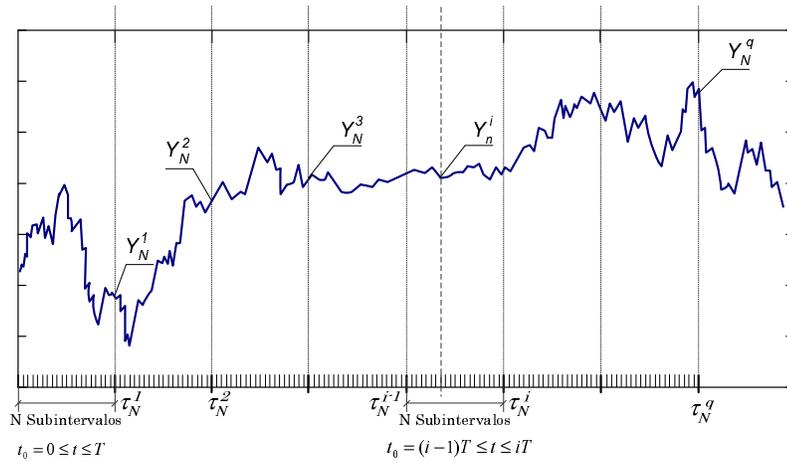


Figura V.5: Ejemplo de trayectoria. Sistema elemental

Esta metodología la particularizaremos ahora para el caso que nos ocupa, suponiendo que tenemos un período total de tiempo qT , y que, por tanto, se desea conocer la respuesta del sistema en un número q de instantes de tiempo. Así, definimos $Y(\tau_N^i) = Y_N^i$, con $i = \{1, 2, \dots, q\}$, como la respuesta del sistema en el instante i -ésimo —una vez transcurridos $i \cdot \tau_N$ intervalos de tiempo—. A modo de clarificación, la figura V.5 presenta gráficamente estos parámetros aplicados sobre una trayectoria elemental.

Aplicando el método de aproximación anterior a la expresión (V.2) e incluyendo los parámetros introducidos, se llega a la siguiente expresión general:

$$Y_{n+1}^i = Y_n^i + \Delta_n [a_{21} \cdot x_{cc}(\tau_n^i) + a_{22} \cdot Y_n^i + a_{23} \cdot x_{eq}(\tau_n^i) + b_{21} \cdot X_{ext}(\tau_n^i) + b_{23} \cdot (I_{sa}(\tau_n^i) + I_{fi}(\tau_n^i) + \mu_W) + b_{24} \cdot I_{HVAC} \cdot m(\tau_n^i)] + b_{23} \sigma_W (W_{\tau_{n+1}^i} - W_{\tau_n^i}), \quad (\text{V.7})$$

con $W_{\tau_{n+1}^i} - W_{\tau_n^i}$ variable normal de media 0 y varianza Δ_n .

De este modo, puede afirmarse que la variable aleatoria Y_{n+1}^i sigue una distribución normal, cuya media está asociada a valores en τ_n^i —incluyendo Y_n^i — y cuya varianza valdrá, de acuerdo a (V.7),

$$\sigma_{Y_{n+1}^i}^2 = \Delta_n b_{23}^2 \sigma_W^2. \quad (\text{V.8})$$

Particularizando para la distribución de la variable terminal Y_N^i condicionada a Y_{N-1}^i , y habiéndose fijado un intervalo de tiempo tal que $t_0 = (i-1)T_N = \tau_N^{i-1} \leq t \leq i T_N = \tau_N^i$, se tiene:

$$Y_N^i | Y_{N-1}^i \sim \mathcal{N}(\mu(Y_{N-1}^i), \sigma^2(Y_{N-1}^i)), \quad (\text{V.9})$$

donde:

$$\begin{aligned} \mu(Y_{N-1}^i) &= Y_{N-1}^i + a(\tau_{N-1}^i, Y_{N-1}^i) \Delta_{N-1} \\ \sigma^2(Y_{N-1}^i) &= b^2(\tau_{N-1}^i, Y_{N-1}^i) \Delta_{N-1}. \end{aligned} \quad (\text{V.10})$$

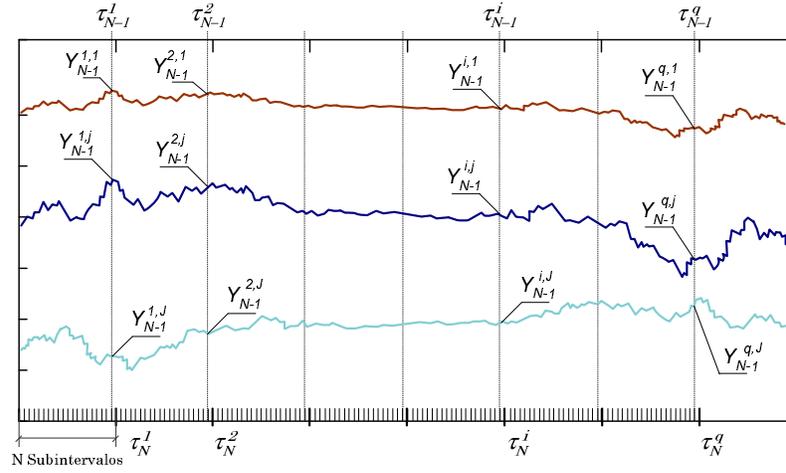


Figura V.6: Trayectorias elementales. Método Monte Carlo

Por consiguiente la densidad $x \mapsto f_{Y_N^i}(x)$ de Y_N^i puede ser calculada como el promedio de la densidad normal de media $\mu(Y_{N-1}^i)$ y varianza $\sigma^2(Y_{N-1}^i)$:

$$f_{Y_N^i}(x) = E \left[\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2(Y_{N-1}^i)}} \exp - \frac{(x - \mu(Y_{N-1}^i))^2}{2\sigma^2(Y_{N-1}^i)} \right]. \quad (\text{V.11})$$

Si bien podemos utilizar la densidad $f_{Y_N^i}(x)$ para aproximar la densidad exacta $f(T, x)$, no resulta fácil evaluar la expresión (V.11), al desconocer la distribución de Y_{N-1}^i . Sin embargo, al tratarse de un promedio, nos es posible calcularlo de manera aproximada utilizando Monte Carlo: se simulan un elevado número de trayectorias del esquema de *Euler-Maruyama*, $j = \{1, 2, \dots, J\}$, en el intervalo $[0, qT]$, obteniendo, en particular, J realizaciones independientes de la penúltima variable del esquema para cada $i = \{1, 2, \dots, q\}$, $Y_{N-1}^{i,j}$. La figura V.6 presenta gráficamente algunas de las J trayectorias elementales simuladas, en un intento por clarificar las acciones realizadas y, al mismo tiempo, facilitar la comprensión de la notación empleada.

Por tanto, tenemos:

$$\begin{aligned} f_{Y_N^i}(x) &= E \left[\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2(Y_{N-1}^i)}} \exp - \frac{(x - \mu(Y_{N-1}^i))^2}{2\sigma^2(Y_{N-1}^i)} \right] \\ &\simeq \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2(Y_{N-1}^{i,j})}} \exp - \frac{(x - \mu(Y_{N-1}^{i,j}))^2}{2\sigma^2(Y_{N-1}^{i,j})}, \end{aligned} \quad (\text{V.12})$$

es decir, para cada $i = \{1, 2, \dots, q\}$ se obtiene una función de densidad *promedio*, la cual deriva de los J sistemas elementales considerados, [Ped95].

V.2.1.2. Implementación y resultados

La metodología presentada en el apartado anterior se ha implementado bajo *Matlab*, generándose un conjunto de *scripts* dentro de los cuales se incluyen —como bloque— los correspondientes a la simulación de modelos elementales, ya desarro-

Tabla V.3: Sistemas elementales. Aleatoriedad de parámetros

<i>Parámetro</i>	<i>Tipo de Distribución</i>	<i>Intervalo (Parámetros)</i>
Orientación exterior	Uniforme	8 (Principales)
Cerramiento exterior	Normal	$\mu = 20 (\%)$, $\sigma = 5 (\%)$
Superf. Acristalada	Uniforme	5 – 30 (%)
Potencia Eléctrica	Normal	$\mu = 1300 (W)$, $\sigma = 100 (W)$
T ^a interior inicial ($t = 0$)	Uniforme	25 – 28 (°C)
Ruido	Normal	$\mu_W = 250 (W)$, $\sigma_W = 200 (W)$

llados en el capítulo anterior. Así, cada sistema individual es simulado durante un período de tiempo total qT , almacenándose las variables de salida en archivos auxiliares, los cuales permitirán el cálculo de las funciones de densidad en virtud de V.12. La figura V.7 presenta el diagrama correspondiente a este proceso, empleando para ello el lenguaje UML.

A continuación, se presentan los resultados de algunas de las simulaciones realizadas empleando esta metodología. La primera de ellas se realizó partiendo de un conjunto de 100 sistemas elementales, $j = \{1, 2, \dots, 100\}$, los cuales incluían cargas individuales de aire acondicionado simuladas durante un período total de 4 horas. Los subintervalos se escogieron con una duración de 5 segundos, $\tau_n - \tau_{n-1} = 5 s$, tomando un número N de 120 subintervalos entre dos distribuciones terminales, $Y_N^{i-1,j}$ e $Y_N^{i,j}$. Por tanto, se tenía un conjunto $Y_{N-1}^{i,j}$, con $i = \{1, 2, \dots, 24\}$ y $j = \{1, 2, \dots, 100\}$. En cuanto a las características térmicas y eléctricas de cada sistema elemental, se incluyó una aleatoriedad en ciertos parámetros según recoge la tabla V.3. Indicar, por último, que la temperatura de consigna de los termostatos se asumió igual en todas las cargas, con un valor de 25 °C.

La figura V.8 muestra el perfil de la función de densidad —también de la función acumulada, (b)— para el caso particular de $i = 12$, el cual corresponde al instante global de simulación $t = 2 \text{ horas}$. Como puede apreciarse en (a), el perfil de dicha función de densidad presenta variaciones extremadamente bruscas, resultando harto difícil encontrar propiedades que nos permitan caracterizarlo. Así, se pensó inicialmente aumentar el número de sistemas elementales simulados, con el fin de incrementar la diversidad del conjunto de partida y, al mismo tiempo, conocer la influencia que pudiese ésto provocar en los resultados. Con tal objetivo, se realizó una simulación posterior, escogiendo un total de 1000 sistemas elementales con una aleatoriedad igual a la presentada en la tabla V.3. Los resultados se recogen en la figura V.9, donde se presenta la función de densidad — y la acumulada— para $i = 12$, asumiendo los mismos parámetros de discretización que en el caso anterior. El perfil de dicha función continúa mostrando variaciones bruscas similares a las de la figura V.8, sólo que más numerosas debido al aumento en las simulaciones elementales consideradas.

En simulaciones posteriores realizadas con esta metodología, se introdujo también como variable aleatoria la temperatura de consigna del termostato, siguiendo una distribución normal, de media $\mu = 25 \text{ °C}$ y desviación típica $\sigma = 0,5 \text{ °C}$. La figura V.10 muestra la función de densidad resultante, partiendo de una población de 1000 sistemas elementales, con las mismas características que en el caso anterior, e incluyendo la aleatoriedad mencionada en el termostato. Tal como puede apreciarse, el perfil de esta función presenta, de nuevo, variaciones considerables, aunque

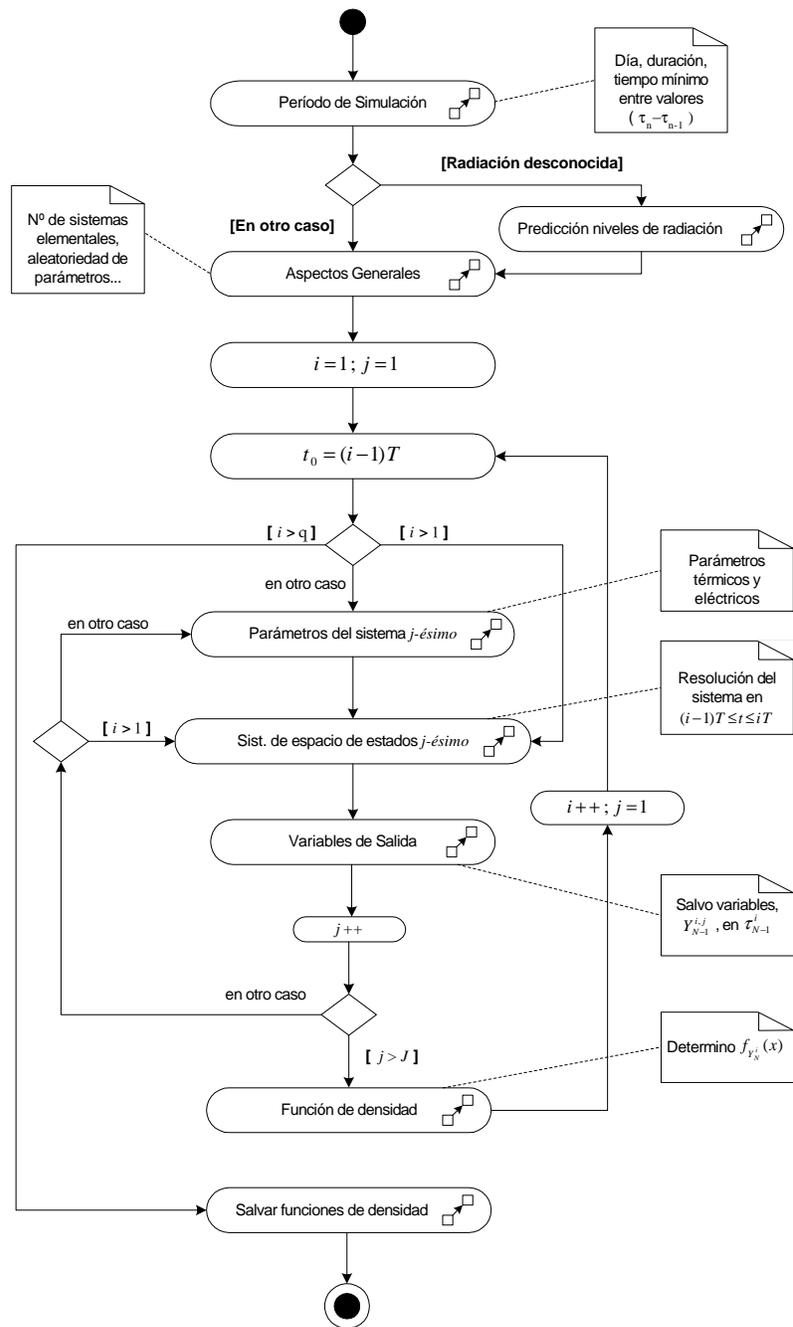


Figura V.7: Implementación método de discretización

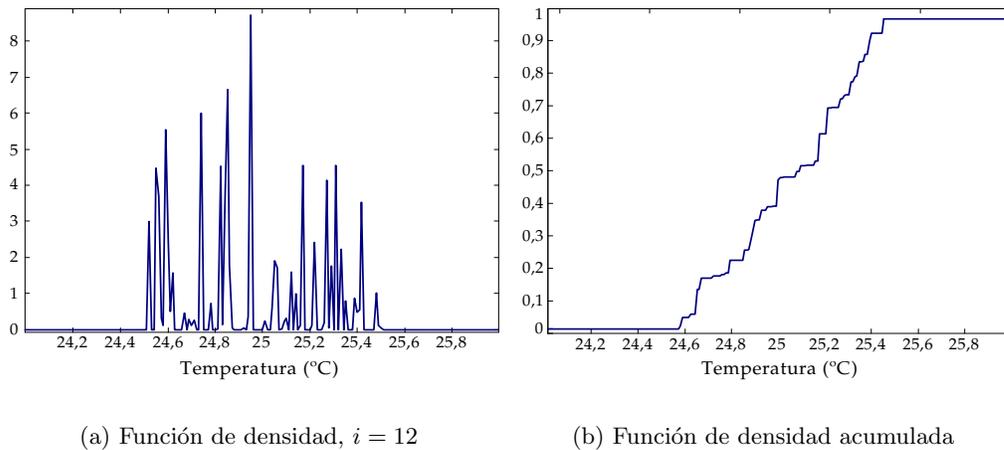


Figura V.8: Función de densidad. 100 sistemas elementales

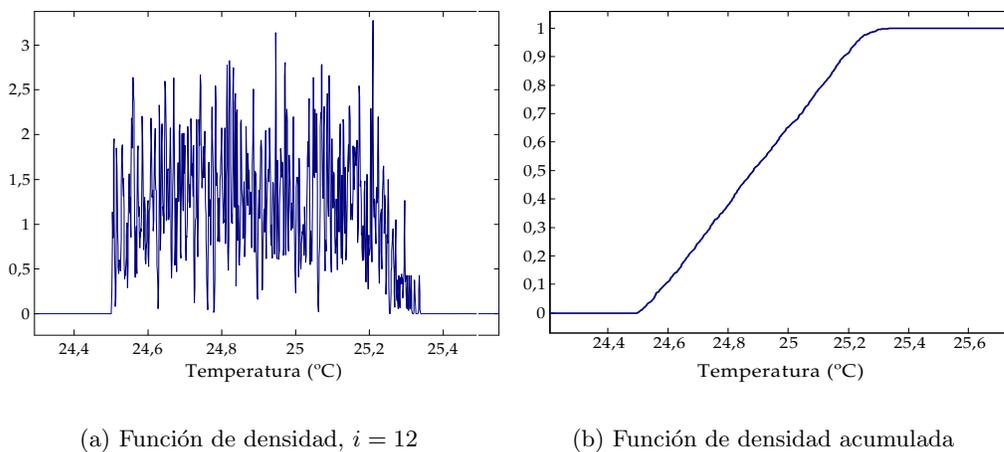


Figura V.9: Función de densidad. 1000 sistemas elementales

la forma general recuerda a una distribución normal. Este hecho pone de relieve la relación, ya conocida, entre el perfil de temperaturas interiores y la función de densidad de la temperatura de consigna del termostato.

V.2.1.3. Discusión de resultados

Una vez presentadas las gráficas de las simulaciones, y habiendo introducido un número relevante de parámetros variables, puede afirmarse que esta metodología de agregación, para el caso particular que nos ocupa, no permite caracterizar de forma simple y clara las funciones de densidad deseadas —variables agregadas—, presentando curvas con unas variaciones extremadamente acusadas en sus perfiles. La justificación a esta forma tan abrupta se ha encontrado en los valores —muy próximos a cero— que, de acuerdo a (V.10), posee la varianza de cada una de las variables normales elementales, $\mathcal{N}(\mu(Y_{N-1}^i), \sigma^2(Y_{N-1}^i))$, provocado por los valores asignados al condensador que modela la capacidad térmica interior, el cual está presente en la entrada b_{23} de la matriz de estados $[B]$ —expresión (A.46), apéndice A.2—. Así pues, esta dispersión individual tan reducida provoca que la función de

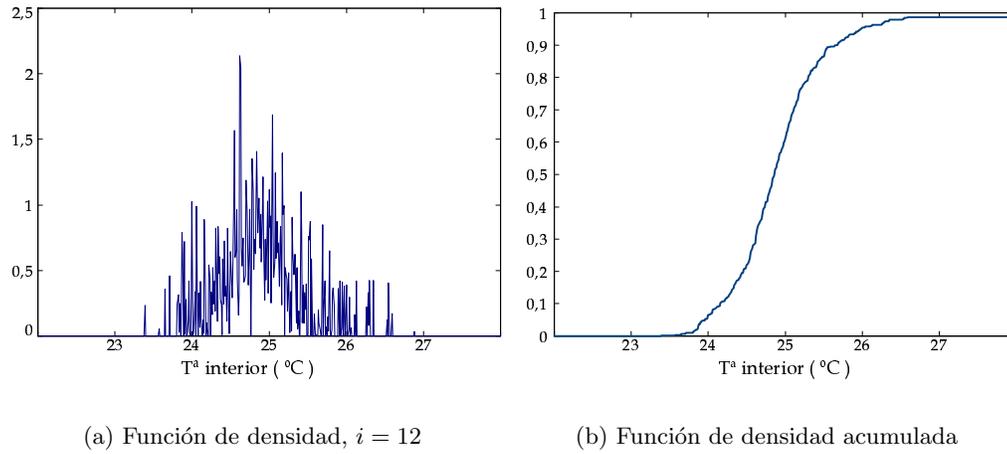


Figura V.10: Función de densidad. 1000 sistemas elementales (II)

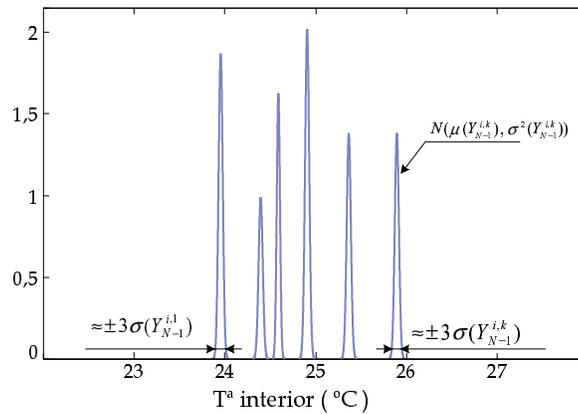


Figura V.11: Perfil función de densidad. Justificación

densidad resultante, según (V.12), pueda ser interpretada como la *superposición* media de un conjunto J de variables normales, de varianza cercana a cero y cuyos perfiles presentasen un aspecto similar a una *delta de Dirac*. Esta idea queda reflejada en la figura V.11, la cual correspondería a la función de densidad para el caso de considerar un número reducido de sistemas elementales a partir del conjunto anterior, y que guarda similitud con la función representada en la figura V.8 (a).

Por tanto, se tratará de implementar una metodología alternativa de agregación de sistemas elementales, con el fin de obtener perfiles más definidos para las funciones de densidad de las variables consideradas —temperatura interior y demanda eléctrica de las cargas—, y poder así caracterizarlos más fácilmente. Esta problemática será abordada de nuevo en el apartado siguiente.

V.2.2. Técnicas de Alisamiento

V.2.2.1. Descripción

La aplicación de esta metodología de agregación se basa en la simulación previa de un conjunto $j = \{1, 2, \dots, N\}$ de trayectorias independientes a lo largo de un intervalo global de tiempo T . Estas N trayectorias corresponden a las variables de salida de N sistemas elementales, cuyo comportamiento individual se rige por el con-

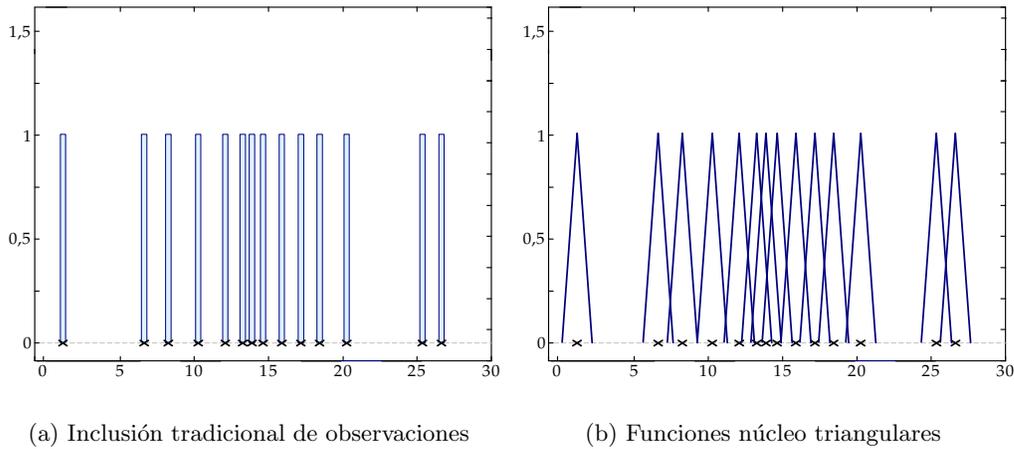


Figura V.12: Observaciones: introducción de funciones tipo núcleo

junto de ecuaciones diferenciales estocásticas presentadas en el capítulo anterior. La selección de los parámetros para cada sistema se realizó asumiendo una distribución de éstos similar a la aplicada en el apartado anterior, y acorde con la naturaleza de cada uno de ellos. Así, para la conductividad térmica de los cerramientos se optó por una variable normal, con desviación típica tal que recogiera todas las tipologías de viviendas consideradas; mientras que para la orientación de los propios cerramientos se empleó una variable uniforme, permitiendo así un mayor acercamiento a la realidad de la agregación, resultando los intervalos y tipos de aleatoriedad tal y como se reflejaron en la tabla V.3. Por último, se incluyó también una componente de ruido similar a la presentada en la metodología anterior. La simulación, pues, de estos N sistemas elementales corresponde a la ejecución de un proceso tipo Montecarlo.

Partiendo de las variables de salida de estos N sistemas elementales, se han empleado estimadores no-paramétricos tipo núcleo para obtener las funciones de densidad marginal. Así, a partir de la temperatura interior de cada sistema elemental, $(x_{int}^j(t))_{t \leq T}$, $j = 1 \dots N$, se construye una función $x \mapsto f_{x_{int}}(t; x)$, con x variando dentro del intervalo de temperaturas en el que las $(x_{int}^j(t))$ estén definidas. Este tipo de estimadores —*kernel estimators*— fueron introducidos por Rosenblatt en 1956. Hasta ese momento se habían utilizado histogramas —principalmente— como punto de partida para determinar las funciones de densidad, en los cuales la aportación de cada observación individual quedaba reflejada mediante la inclusión de rectángulos de base despreciable en comparación con su altura —*sharp needles*—. Rosenblatt propuso entonces asociar a cada observación X_i una *función núcleo* $K_h(\bullet - X_i)$, centrada en X_i , de forma que la estimación de la función de densidad en un intervalo concreto se determinase a partir del valor medio de un conjunto de dichas funciones núcleo. La figura V.12 presenta gráficamente tanto la metodología anteriormente utilizada como la aquí comentada. Es necesario indicar que las funciones núcleo no han de ser necesariamente triangulares, sino que pueden implementarse núcleos uniformes, cuadráticos, gaussianos

Centrándonos en la problemática que nos ocupa, y en concreto sobre la variable $x_{int}^j(t)$, $j = 1, 2, \dots, N$, el estimador para un instante específico t vendrá dado por

la función, [Här91],

$$\hat{f}_h(t; x) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N K \left(\frac{x - x_{int}^j(t)}{h} \right), \quad (\text{V.13})$$

donde h es el ancho de banda a fijar, obteniéndose mayores alisamientos conforme aumenta este parámetro, es decir, valores pequeños de h conducen a funciones de densidad con un ruido elevado, mientras que elecciones de h altos producen perfiles mucho más suaves; estando K asociada al tipo de *núcleo* que se implemente, para el caso de un núcleo triangular la expresión sería:

$$K(u) = (1 - |u|)I_{(|u| \leq 1)}, \quad (\text{V.14})$$

donde u puede tomar valores entre -1 y 1 .

En cuanto a la selección de un valor de ancho de banda práctico, se hará uso de la siguiente expresión deducida para el caso de núcleos normales,

$$\hat{h}_0 \approx 1,06 \min(\hat{\sigma}; \frac{\hat{R}}{1,34}) \cdot N^{1/5}, \quad (\text{V.15})$$

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación típica asociada a las $x_{int}^j(t)$, y \hat{R} representa el rango intercuartílico, definido como

$$\hat{R} = [X_{0,75} N - X_{0,25} N]. \quad (\text{V.16})$$

V.2.2.2. Implementación y resultados

A partir de la metodología expuesta anteriormente, se han realizado una serie de simulaciones con el fin de estudiar la influencia que ejerce tanto el tipo de núcleo escogido como el valor de h en los resultados obtenidos. Igualmente, se ha variado el número de sistemas elementales por grupo, intentando con ello aportar una mayor diversidad de resultados. Para la implementación de esta metodología se han desarrollado, de nuevo, *scripts* para su ejecución bajo *Matlab-Simulink*, con un diagrama similar al presentado anteriormente en la figura V.7, y que se recoge en la figura V.13, respetando la nomenclatura establecida en el apartado anterior.

En cuanto a las simulaciones realizadas, se presentan en primer lugar las gráficas obtenidas para el caso de un conjunto de 500 cargas elementales de aire acondicionado, asumiendo idénticas características eléctricas, y con un perfil de temperaturas de consigna normal, de media $23^\circ C$ y $\sigma = 0,5^\circ C$. En cuanto a las características térmicas del sistema, se han considerado los mismos valores de conductancia térmica en cerramientos, permitiendo una variabilidad uniforme tanto del porcentaje de superficie al exterior —entre el 50 % y el 20 %— como del área ocupada por las ventanas —del 20 % al 5 %—. Indicar que la orientación exterior se ha dejado variar también de forma uniforme entre las 8 principales, introduciendo, por último, una rama adicional de ruido con un perfil normal de media $200 W$ y $\sigma = 250 W$. Las simulaciones individuales han tenido todas una duración de 4 horas, determinándose posteriormente la función de densidad tanto de la temperatura interior, como del *Duty-cycle* de las cargas, para cada intervalo, τ , de 15 minutos, resolviendo el sistema elemental en un elevado número de puntos dentro de cada τ , separados éstos por un intervalo δ_k . La obtención de los valores elementales de *Duty-cycle* se ha realizado a partir de la potencia eléctrica demanda por cada carga elemental, mediante la

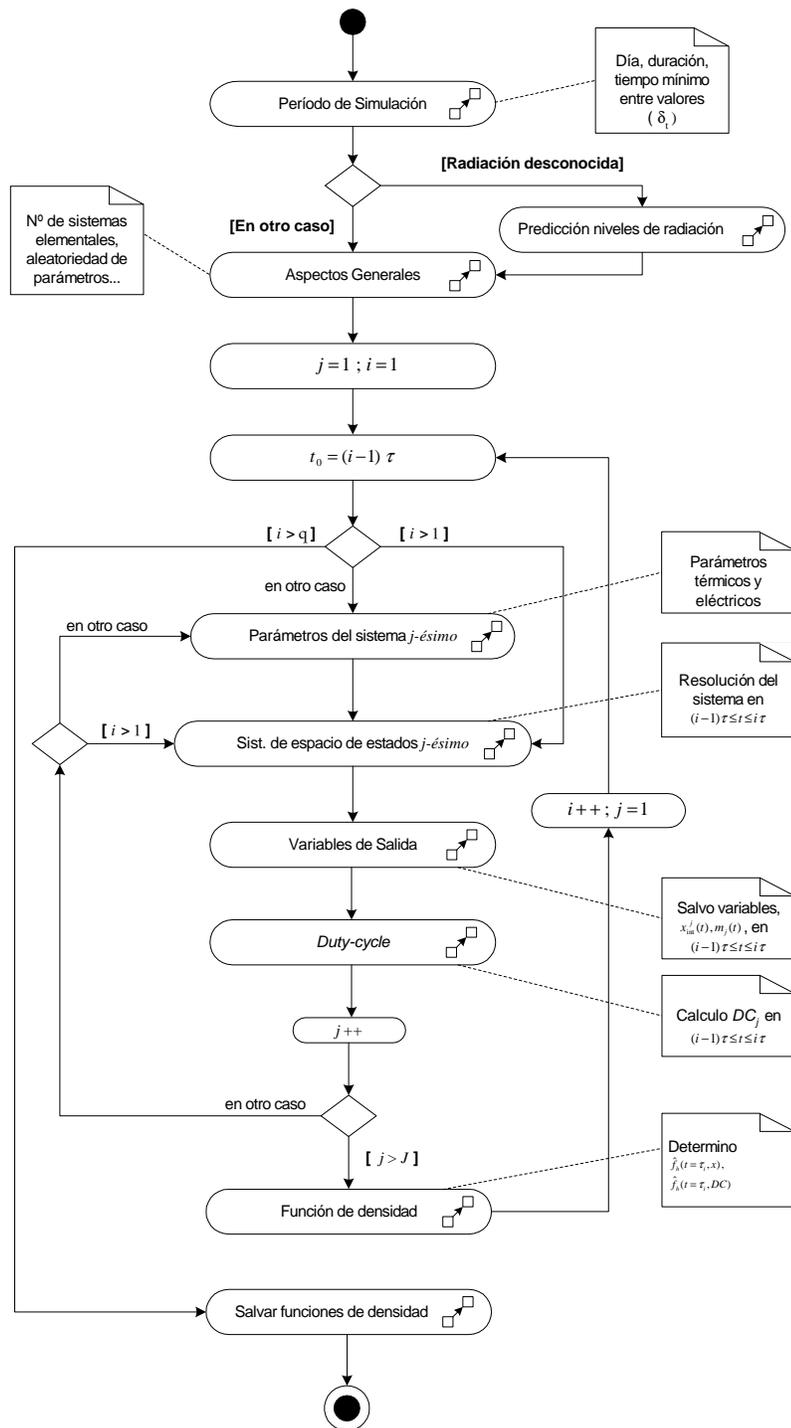


Figura V.13: Implementación técnicas de alisamiento

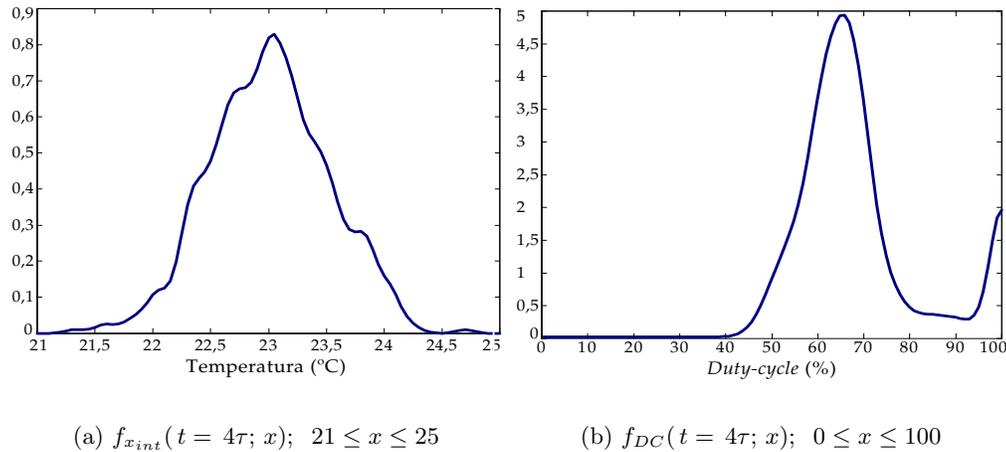


Figura V.14: Funciones de densidad. Kernel Gaussiano

expresión siguiente

$$DC_j(t = \tau_i) = DC_j^{\tau_i} = \frac{1}{\tau} \int_{t=\tau_{i-1}}^{t=\tau_i} I_{HVAC} m_j(t) dt, \quad (V.17)$$

donde $DC_j(t = \tau_i)$ corresponde al valor del *Duty-cycle* de la carga elemental j -ésima, en el instante $t = i \cdot \tau$, con $\tau = 15$ minutos, y $m_j(t)$ al estado de este equipo.

Con todo ello, la figura V.14 recoge las funciones de densidad de las dos variables de salida comentadas, para el caso de utilizarse *kernel gaussianos*. Nótese cómo el perfil de la función asociada al *Duty-cycle* — $f_{DC}(t = 4\tau; x)$ — presenta un pico entorno al 100 %, ésto se debe a que los valores iniciales de temperatura interior se fijaron a partir de una variable aleatoria uniforme entre $28^\circ C$ y $25^\circ C$, pudiendo, pues, haber transcurrido la primera hora — $t = 4\tau$ — sin alcanzarse todavía la temperatura de consigna en parte de los sistemas elementales.

Estas funciones se han obtenido fijando el valor de h a partir de la expresión (V.15). No obstante, resulta conveniente analizar cómo afectan al perfil de estas curvas los cambios en dicho parámetro. Así, la figura V.15 recoge, de forma superpuesta, las simulaciones realizadas al ir modificando progresivamente h , tomando como referencia los valores de la figura V.14.

Tal como se indicó con anterioridad, valores más pequeños de h producen perfiles más abruptos, mientras que, conforme aumenta este valor, las curvas presentan perfiles más alisados. Dicho aplanamiento provoca también una disminución en el máximo de la función de densidad y, consecuentemente, una ampliación del intervalo en el que ésta adquiere valores distintos de cero —recuérdese que la integral en todo el dominio ha de seguir valiendo 1—. Por tal motivo, podrían tenerse intervalos con probabilidad nula o no, en función del valor de h escogido.

Además de implementar núcleos normales, se ha hecho lo propio con núcleos triangulares, empleando inicialmente para determinar el valor de h la misma expresión anterior, (V.15). Así, se simularon un total de 100 cargas elementales de aire acondicionado durante un período de 4 horas, asumiendo características eléctricas idénticas y seleccionando la temperatura de consigna a partir de una variable aleatoria normal de media $25^\circ C$ y $\sigma = 0,5^\circ C$. Los parámetros térmicos de los sistemas individuales poseían las mismas características que en el caso anterior, introduciendo una variable de ruido también igual a la ya definida. Con esto, la figura V.16

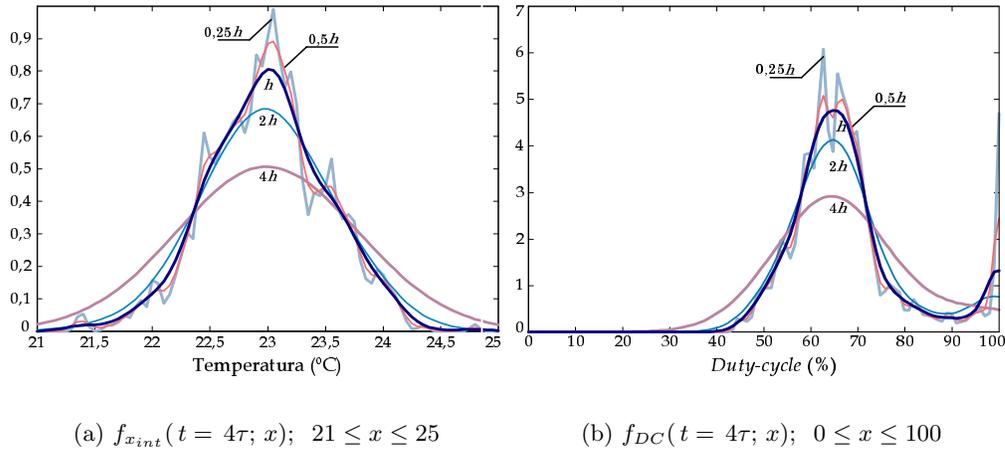


Figura V.15: Funciones de densidad. Kernel Gaussiano. Variación de h

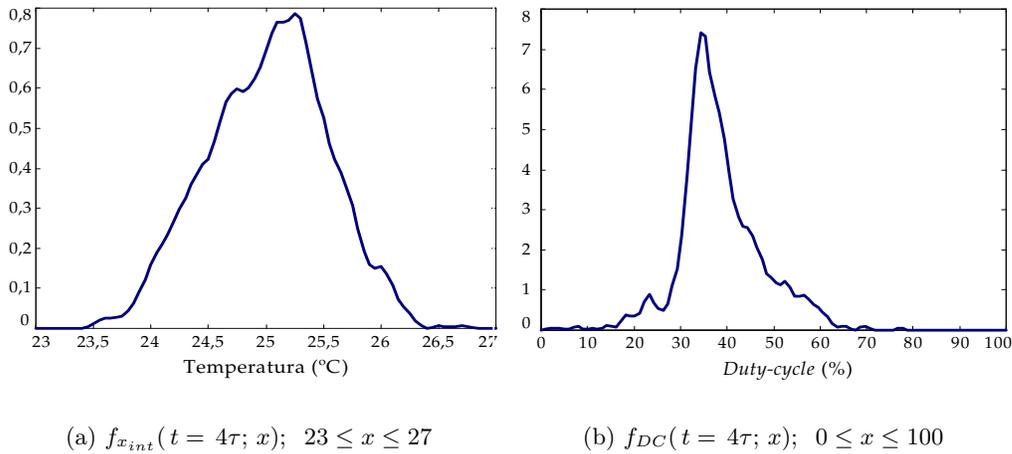


Figura V.16: Funciones de densidad. Kernel Triangular

presenta las funciones de densidad para la temperatura interior y el *Duty-cycle* del conjunto agregado. Nótese cómo, en este caso, el máximo de la función de densidad correspondiente al *Duty-cycle* se encuentra sobre el 40%, valor sensiblemente menor que en la simulación anterior, debiéndose esto a las temperaturas de consigna menos restrictivas escogidas ahora.

Igualmente, se realizó el proceso de simulación para diferentes valores del parámetro h , tomando como referencia el empleado en la gráfica anterior. De modo similar a lo presentado en la figura V.15, en V.17 se recogen los resultados obtenidos de acuerdo a los distintos valores asignados al parámetro h . En este caso, se aprecia una influencia menor sobre los perfiles de las curvas en comparación con las modificaciones introducidas al emplear *kernels gaussianos*. No obstante, las tendencias ya comentadas sí se mantienen, tal como era de esperar.

V.2.2.3. Discusión de resultados

A partir de las simulaciones anteriores, queda de manifiesto que la elección inicial realizada para el parámetro h —tanto con núcleo normal como triangular— permite

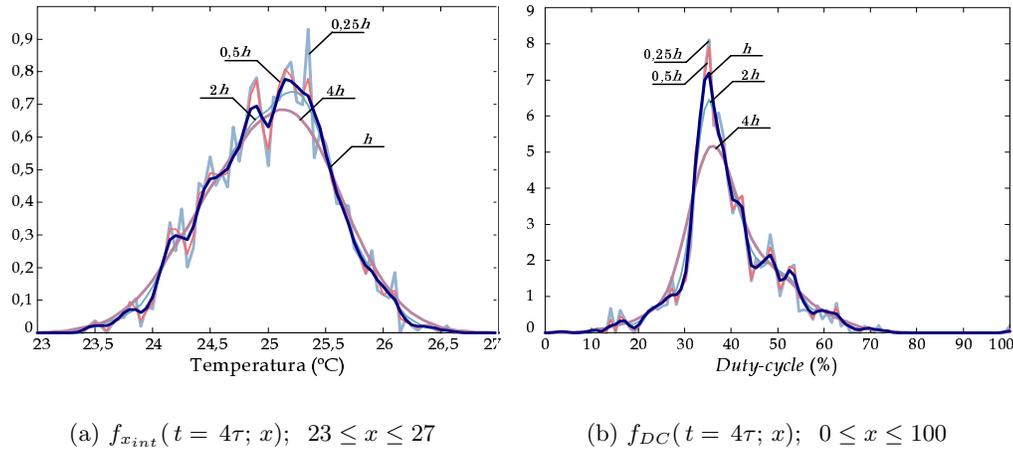


Figura V.17: Funciones de densidad. Kernel Triangular. Variación de h

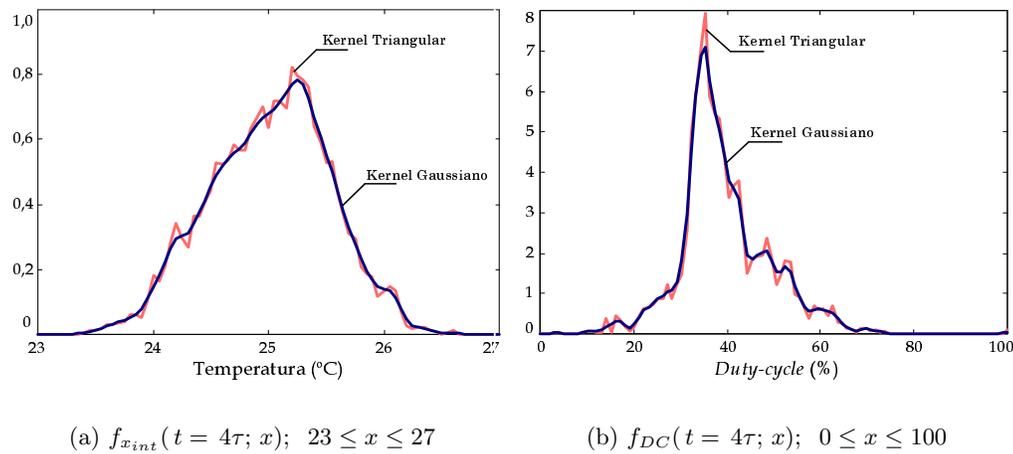


Figura V.18: Funciones de densidad. Comparación de *kernels*

obtener funciones de densidad cuyos perfiles recogen adecuadamente las aportaciones de cada sistema elemental. Por tanto, resulta coherente escoger la expresión (V.15) para el cálculo de dicho parámetro en simulaciones posteriores.

En cuanto a la elección del tipo de núcleo, se presentan en la figura V.18 los resultados superpuestos para el caso de implementar núcleo triangular o gaussiano. En ambos casos, lógicamente, se emplearon las mismas fuentes para la elección de parámetros, en concreto, los sistemas elementales correspondían a las especificaciones indicadas en el caso anterior, generándose grupos agregados de 200 cargas individuales y haciéndose uso de la expresión (V.15) para determinar el valor de h correspondiente.

Tal como puede apreciarse en la mencionada figura, los resultados presentan una similitud notable, por lo que inicialmente no tenemos elementos de juicio que permitan decantarnos por uno u otro tipo de núcleo. No obstante, en lo que resta de simulaciones se hará uso de núcleos gaussianos, por ser éstos para los que la expresión práctica del cálculo de h ha sido desarrollada.

En cuanto a la elección de una metodología de agregación, la aquí presentada resulta más adecuada para esta problemática particular que la recogida en el

apartado anterior —método de Euler-Maruyama, V.2.1—, la cual no permitía caracterizar adecuadamente los perfiles de las variables agregadas. En este sentido, indicar también que la resolución de estos sistemas mediante conjuntos de ecuaciones en derivadas parciales acopladas de *Fokker-Planck* genera, por una parte, una complejidad matemática mayor, y por otra, parece adecuarse menos en el caso de grupos no homogéneos de cargas, ya que resulta más difícil la inclusión de aleatoriedad en los parámetros. Del mismo modo, la acotación del error resulta más imprecisa que en con el empleo de las técnicas de alisamiento. Análogamente podría haberse realizado un proceso de selección de la metodología partiendo de cargas elementales de acumulación.

V.3. Demanda Eléctrica Agregada: Consideraciones

V.3.1. Demanda y Aleatoriedad de Parámetros

Una vez seleccionada la metodología de agregación de cargas individuales, y teniendo en cuenta que las variables principales de salida de los sistemas elementales son la temperatura interior y el *Duty-cycle* de cada carga —a partir del estado en el que se encuentre, $m_j(t = \tau_k)$, y según (V.17)—, se procedió a estimar la demanda eléctrica conjunta de un grupo de N cargas — $j = 1, 2, \dots, N$ — en instantes concretos de tiempo τ_k , con $k = 1, 2, \dots, n$, separados por un intervalo de tiempo escogido aleatoriamente, $\Delta_t = \tau$. El interés radica en que dicha demanda representa la parte controlable o variable de los perfiles de demanda residencial, y por tanto es la base sobre la que se implementan las acciones de Gestión de Cargas —independientemente de quién las realice, empresa o usuario—. En particular, nos centramos en equipos de climatización, ya que en éstos es posible establecer una relación directa entre el estado del termostato y la demanda de potencia eléctrica P_j —idea ya comentada en el capítulo anterior, apartado IV.2.2—,

$$P(t = \tau_k) = \sum_{j=1}^N m_j(t = \tau_k) \cdot P_j. \quad (\text{V.18})$$

Por tanto, la demanda global del conjunto de cargas se determinará a partir de la suma de demandas individuales. Así, como aproximación inicial se simularon un total de 1000 sistemas elementales durante un período de 4 horas. Estos sistemas poseían idénticas características térmicas y eléctricas, con una temperatura de consigna de 25°C y un ruido, $W'(t)$, normal de media $\mu = 200\text{ W}$ y desviación típica $\sigma = 250\text{ W}$. La figura V.19 presenta la demanda conjunta de este grupo —en valores por unidad—, así como el histograma correspondiente al *Duty-cycle* medio de cada sistema elemental, determinado —para cada carga j — según:

$$DC_j = \frac{\sum_{k=1}^n DC_j(t = \tau_k)}{n}. \quad (\text{V.19})$$

De acuerdo con el perfil de demanda presentado, se deduce la existencia de cierto *sincronismo* entre las cargas, de forma que, para cada τ_k , existe un conjunto mayoritario de éstas que se encuentran alternativamente a *ON* y a *OFF*. Este hecho nos puso de manifiesto, por un lado, la necesidad de incluir una aleatoriedad relevante en los parámetros asignados a cada sistema individual; y por el otro, la posibilidad de emplear los perfiles de demanda de cargas como herramienta para estimar en cada caso si el nivel de aleatoriedad introducido era suficiente o no. Por tanto, la

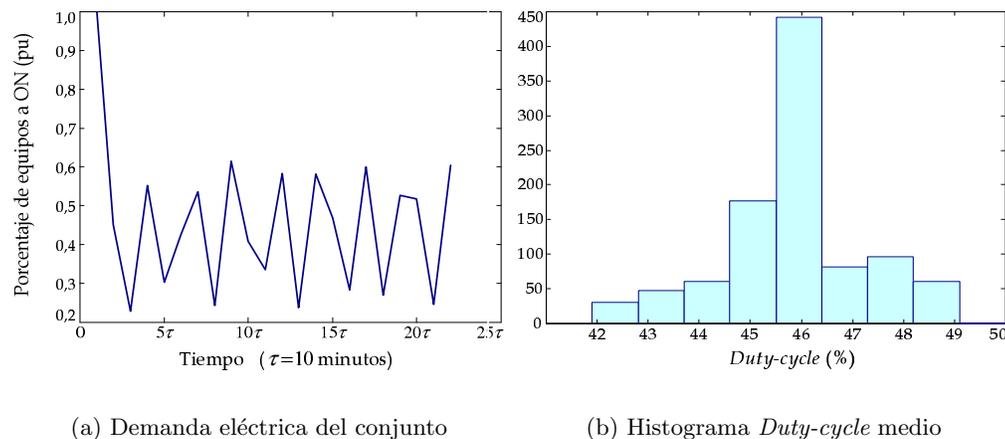


Figura V.19: Demanda eléctrica agregada (I)

inclusión de variación en los parámetros resulta necesaria no sólo desde el punto de vista de aportar un mayor *realismo* a las simulaciones, sino también con la finalidad de obtener demandas más coherentes con el comportamiento real de las cargas en conjunto. En cuanto a los valores del *Duty-cycle* medio, éstos presentan un nivel de dispersión más bien escaso —(b)—, debido a las características térmicas y eléctricas similares de los sistemas individuales. Es necesario aclarar que la presencia de una dispersión baja en los valores del *Duty-cycle* medio no implica necesariamente la aparición del fenómeno de sincronismo. Así, podría plantearse una situación en la que un grupo numeroso de cargas poseyeran todas el mismo *Duty-cycle* —mismo tiempo a *ON*—, pero el instante de comienzo del intervalo de *ON* estuviese uniformemente distribuido a lo largo de todo el período. En este caso, al ir escogiendo instantes de tiempo aleatorios en cada período, la curva de demanda no presentaría oscilaciones, por lo que se excluye una dependencia directa entre la dispersión de los *Duty-cycle* medios y de la demanda eléctrica conjunta.

Posteriormente se realizaron simulaciones en las que se incluyó una componente de aleatoriedad en algunos de los parámetros pertenecientes a los sistemas elementales —ver tabla V.3—. La figura V.20 recoge tanto el perfil de la curva de demanda como el histograma de *Duty-cycle* medio para las cargas elementales, partiendo de un conjunto, N , de 100 simulaciones individuales — $j = \{1, 2, \dots, 100\}$ —, durante un tiempo total de 4 horas, quedando fijado el termostato para todas las cargas en 25°C .

En este caso, se aprecia una pérdida progresiva de aleatoriedad —perfil cada vez menos sinuoso— resaltada en la figura V.20 mediante la inclusión de las envolventes correspondientes a los máximos y mínimos de demanda. Este comportamiento responde a una dispersión, cada vez mayor, de los instantes de inicio del intervalo de *ON*, viéndose reforzada por la mayor variedad de parámetros térmicos y eléctricos de los sistemas —lo cual también repercute en la dispersión de valores medios del *Duty-cycle*—. Téngase en cuenta que la temperatura interior inicial venía fijada por una variable aleatoria uniforme entre 25°C y 28°C , y la temperatura de consigna de los termostatos era 25°C para todos ellos, de ahí que la demanda sea tan elevada en los períodos iniciales, disminuyendo posteriormente su valor y amortiguando sus oscilaciones. Precisamente, la *celeridad* con la que disminuye el valor de demanda y desaparecen las ondulaciones resulta una medida de la aleatoriedad del grupo de

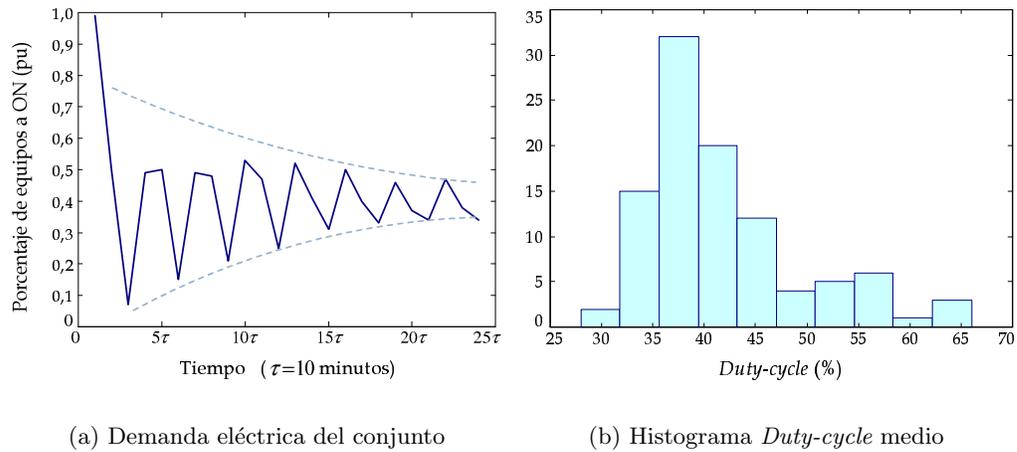


Figura V.20: Demanda eléctrica agregada (II)

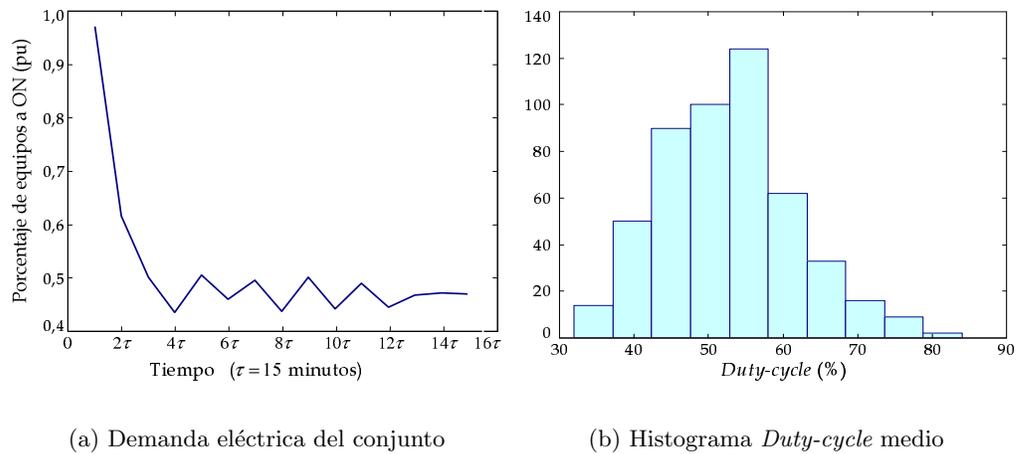


Figura V.21: Demanda eléctrica agregada (III)

cargas.

Teniendo en cuenta los resultados presentados hasta este momento, se pensó admitir también una cierta aleatoriedad en el valor de la temperatura de consigna, con el fin de considerar, aunque de forma parcial, las preferencias de los clientes. Así, se consideró una variable normal como función de densidad de las temperaturas del termostato, de media $\mu = 24^{\circ}C$ y desviación típica $\sigma = 0,5^{\circ}C$. La figura V.21 recoge el perfil de demanda agregada para un conjunto de 500 sistemas elementales, durante un período total de 4 horas, y con una aleatoriedad en los parámetros similar al caso anterior, además de la variabilidad comentada para la temperatura de consigna. Nótese cómo el máximo del histograma correspondiente a los *Duty-cycle* medios se encuentra ligeramente desplazado hacia la derecha, con respecto al valor máximo de la figura V.20 —(b)—.

Comparando las figuras V.19 y V.21 —(a)—, queda patente la importancia de la aleatoriedad introducida en los parámetros, lo cual repercute en un perfil de demanda considerablemente más homogéneo. Indicar, por último, que la función de densidad correspondiente al valor de temperatura interior inicial de los sistemas elementales correspondió, de nuevo, a una variable aleatoria uniforme entre $25^{\circ}C$ y

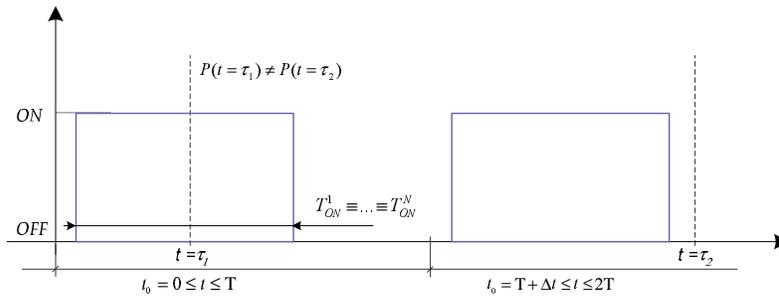


Figura V.22: Superposición intervalos de *ON*

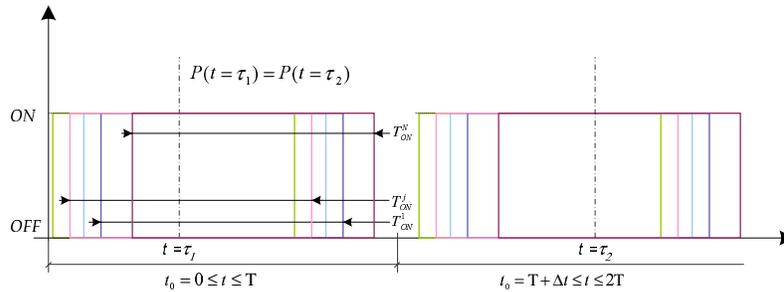


Figura V.23: Aleatoriedad comienzo de *ON*

28°C. Por tanto, puede concluirse que el nivel de aleatoriedad introducido en los parámetros correspondientes a cada sistema elemental, así como el número de parámetros considerados, conduce a perfiles de demanda agregada aceptables dentro de la problemática aquí estudiada, lo cual justifica los sistemas elementales construidos en el apartado V.2.1.2.

V.3.2. Demanda y *Duty-cycle*

Los perfiles de demanda presentados en el apartado anterior motivaron plantearnos la relación que podía existir entre éstos y el *Duty-cycle* de las cargas, es decir, si conociendo el valor de demanda eléctrica agregada en instantes concretos de tiempo, podría alcanzarse alguna conclusión respecto a los valores de *Duty-cycle* de los equipos presentes. Así, inicialmente se partió de un conjunto de *N* cargas elementales, supuestas todas ellas con el mismo valor de *Duty-cycle* a lo largo de un número suficientemente elevado de períodos, planteándose dos situaciones extremas:

Sincronismo total: Superposición de todos los intervalos de *ON* (mismo instante de comienzo de *ON* para todas las cargas), figura V.22.

Sincronismo nulo: Aleatoriedad —uniforme en cada período— del instante de comienzo de *ON*, figura V.23.

En la primera de ellas, queda de manifiesto que al ir escogiendo un instantes concretos de cada período, separados por un intervalo de tiempo Δ_t , la curva de demanda presentaría o bien un valor máximo de demanda, o bien un valor de cero —representados en la figura V.22 por τ_1 y τ_2 respectivamente— lo cual no ofrecería información directa acerca del *Duty-cycle* de las cargas. No obstante, éste podría obtenerse si el número, *m*, de *muestras* fuese suficientemente elevado, y los instantes

de tiempo se escogieran dentro de cada período de forma aleatoria, y no ya separados por intervalos fijos — $\tau = \Delta_t$ sería variable—. Matemáticamente se tendría:

$$DC = \frac{T_{ON}}{T} \Rightarrow \frac{\sum_{k=1}^m P(t = \tau_k)}{m \cdot \sum_{j=1}^N P_j} \xrightarrow{m \rightarrow \infty} DC, \quad (\text{V.20})$$

donde N es el número de cargas elementales consideradas.

Para la segunda situación, sí se tendría directamente una estimación del *Duty-cycle*, basada en la aleatoriedad del instante de inicio del intervalo de *ON*. Esta situación es, desde el punto de vista del planteamiento probabilístico, análoga a la anterior —expresión (V.20)— donde en lugar de escoger un intervalo Δ_t variable aleatoriamente y un sincronismo total de las cargas, se supone un Δ_t fijo y ausencia de sincronismo.

Por tanto, puede concluirse que, para grupos de cargas donde el *Duty-cycle* es similar y hay ausencia de sincronismo, el valor de demanda agregada tiende hacia éste, con un error asociado al número de sistemas elementales considerados — m muestras—, y a la propia dispersión de los valores de *Duty-cycle*. Así, conforme aumente dicha dispersión, la diferencia entre ambos parámetros será también más acusada. Este hecho queda de manifiesto en la figura V.21, donde el valor de demanda agregada —prácticamente constante— queda relativamente próximo al valor máximo del histograma de *Duty-cycle* medio, con un error debido principalmente, en este caso, a la dispersión en los valores del *Duty-cycle*.

Bibliografía

- [Gab92] A. Gabaldón. *Modelos estocásticos de carga para la gestión de la demanda en sistemas de distribución de energía eléctrica*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia (1992)
- [Här91] W. Härdle. *Smoothing techniques: with implementation in S*. Springer-Verlag, 1991
- [Klo95] P. E. Kloeden, E. Platen. *Numerical solution of stochastic differential equations*. Springer, 1995, 2 edn.
- [Ped95] A. R. Pedersen. *A new approach to maximum likelihood estimation for stochastic differential equations based on discrete observations*. Scandinavian Journal of Statistics, vol. 22, (1995), pp. 55–71

CAPÍTULO VI

Estrategias de Control de Cargas

A la luz de los modelos elementales desarrollados para cargas de climatización y acumulación, y una vez escogida la metodología de agregación de cargas elementales, el interés de este capítulo se centra en el estudio e implementación de estrategias de control de cargas que permitan una modificación adecuada de la curva global de demanda, en base a los objetivos y restricciones que se marquen inicialmente. Así, y teniendo en cuenta el comportamiento eléctrico de las cargas modeladas, el problema se ha abordado desde dos perspectivas: control de cargas de climatización —modificación de su *Duty-cycle*—, y desarrollo de nuevos patrones de carga en el caso de acumuladores de calor. A su vez, las estrategias de control para cargas de climatización se han desarrollado desde dos puntos de vista: control aleatorio de cargas elementales, y control determinista —en base a perfiles de demanda de referencia—.

Cada uno de los procesos desarrollados ha sido implementado y posteriormente integrado con los *scripts* presentados con anterioridad, relativos al comportamiento eléctrico y térmico de sistemas tanto elementales como agregados. De esta forma, se tiene una herramienta global de simulación que permite conocer la evolución de diferentes tipos de cargas residenciales, tanto en ausencia de acciones externas de control como cuando éstas son aplicadas. El capítulo se completa con una extensa variedad de gráficas y resultados asociados tanto a estas simulaciones como al proceso de obtención de estrategias de control propiamente dicho. Indicar, por último, que la propia discusión de resultados ha conducido a la incorporación de algunos cambios a lo largo de la implementación de las metodologías, con la finalidad de aumentar su flexibilidad y acercar las simulaciones lo máximo posible al comportamiento real de las cargas estudiadas.

VI.1. Cargas de Climatización

VI.1.1. Introducción

En esta sección se estudiarán las estrategias de control diseñadas para grupos de cargas de climatización, recogiéndose tanto su implementación como los resultados obtenidos más significativos. Dichas estrategias han sido divididas en dos grandes grupos, atendiendo a la naturaleza de las mismas. Así, un primer grupo corresponde a la aplicación de metodologías de control aleatorias, en las que el *Duty-cycle* individual es modificado atendiendo a variables de comportamiento aleatorio, dentro de unos rangos previamente establecidos. Esta metodología deriva del deseo por mitigar los fenómenos de sincronismo de cargas ya estudiados en el capítulo anterior, favoreciendo la heterogeneidad de comportamientos individuales. El segundo grupo de estrategias de control contempla la implementación de metodologías determinísticas, donde, a partir de una curva de demanda de referencia y de un perfil de demanda agregada, se desea conocer el conjunto de acciones de control que modifican dicha demanda y minimizan las diferencias entre ambas curvas. Esta visión resulta más efectiva, ya que permite descartar un número considerable de estrategias de control que, aún siendo válidas y respetando las restricciones impuestas, no consiguen modificar el perfil de demanda en la dirección deseada. No obstante, y en base a los resultados obtenidos con el primer tipo de estrategias de control, se han introducido aspectos aleatorios en este segundo tipo, de forma que se flexibiliza el control y, al mismo tiempo, se evitan problemas ya solucionados desde la perspectiva aleatoria.

VI.1.2. Estrategias No Determinísticas: Control Aleatorio

VI.1.2.1. Introducción

A partir de las consideraciones realizadas en el capítulo anterior sobre los perfiles que adoptaban las curvas de demanda agregada —ver apartado V.3.2—, y del efecto oscilante que producían los fenómenos de sincronismo, se pensó que sería interesante desarrollar estrategias de control cuyo fundamento fuese, precisamente, una aleatoriedad manifiesta en los parámetros que determinan el control de cargas. De esta manera, favoreciendo la heterogeneidad en los comportamientos de los sistemas individuales, podría conseguirse un aminoramiento de los efectos no deseados durante el control —y posteriormente a él—, principalmente los fenómenos de sincronismo y *payback*. Así, y empleando la metodología de agregación basada en la estimación tipo núcleo —presentada en el capítulo anterior—, se realizaron una serie de simulaciones, obteniendo las funciones de densidad tanto para el comportamiento *natural* —sin aplicación de acciones de control— como para el caso de introducir acciones externas de control, permitiéndose una comparación de resultados y evaluando las modificaciones introducidas por dichas acciones. Por otro lado, se incluyeron un conjunto de restricciones del lado de los clientes, de forma que se tuviese en cuenta las preferencias de éstos —temperaturas máximas y mínimas permitidas, tiempos máximos de desconexión . . . —, al tiempo que se generaba una herramienta de mayor flexibilidad. En cuanto al tipo de acción externa de control considerada, ésta se implementó como intervalos de tiempo pequeños en los cuales se le obligaba a la carga elemental a permanecer a *OFF*. Esta perspectiva se distancia de algunas propuestas anteriores en las que se mantenían a las cargas en *OFF* durante períodos de tiempo relativamente elevados, por ejemplo de hasta 15 minutos, y se encuentra más próxima a posturas en las que se recomienda mantener desconectadas las cargas

de aire acondicionado entre 3 y 5 minutos cada media hora, con el fin de minimizar los efectos de *payback* y la aparición de picos secundarios, [Che95].

VI.1.2.2. Implementación y resultados

Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, la implementación de este tipo de estrategias se ha basado en la aleatoriedad de las acciones de control. De esta manera, cada uno de los sistemas elementales perteneciente a un grupo de cargas tenía asignadas un conjunto de variables aleatorias que determinaban, para cada período de tiempo establecido, el intervalo que permanecería —de forma forzada— a *OFF* y el instante a partir del cual se aplicaría dicho intervalo. Estas variables permitían, a su vez, una modificación de sus parámetros a lo largo del período de simulación, de forma que podrían generarse intervalos de tiempo con control más restrictivos que otros —en función de los objetivos marcados por quien implementase las acciones—.

En cuanto a las restricciones de control impuestas, se han considerado las siguientes,

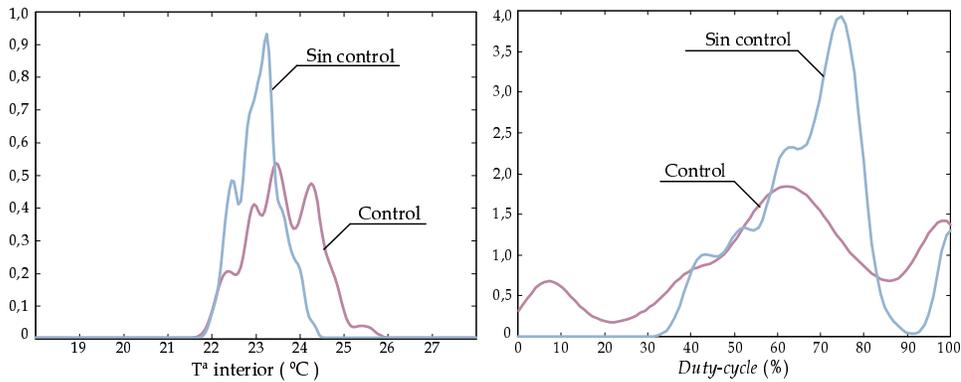
- El control se anula si la temperatura interior, $x_{int}^j(t)$, supera un determinado umbral máximo, X_{++}^j , fijado para cada sistema elemental en función de su temperatura de consigna, X_{cons}^j .
- El control se reanuda cuando la temperatura interior, $x_{int}^j(t)$, alcanza de nuevo la temperatura de consigna, X_{cons}^j , fijada para ese sistema elemental.
- El control no comienza a aplicarse sobre cada carga individual hasta que dicho sistema elemental no haya alcanzado —al menos una vez— su temperatura de consigna, X_{cons}^j .

Para su implementación se ha empleado *Matlab-Simulink*, desarrollándose un conjunto de *scripts* adicionales a los ya realizados, los cuales tenían como objetivo principal tanto generar los intervalos de control individuales para cada sistema, como comprobar si su aplicación era posible o no. Por tanto, su representación esquemática se corresponde prácticamente con la figura V.13, añadiendo tan solo un bloque de generación de estrategias de control, y resolviendo el sistema de espacios de estados tanto para una evolución *natural* como para el caso de insertar las acciones de control previamente calculadas.

Respecto a las simulaciones realizadas, las primeras se llevaron a cabo a partir de un grupo de 100 sistemas elementales de aire acondicionado, durante un período total de 4 horas, permitiéndose la variabilidad de parámetros que se recogen en la tabla VI.1, y fijándose los demás valores de acuerdo a los calculados en el apéndice A.4.1. La estrategia de acciones de control, para cada sistema elemental, se introdujo mediante una variable aleatoria exponencial de media 5 minutos —la cual representaba la duración del intervalo de control—, imponiendo un umbral de temperatura interior igual a la temperatura de consigna más 2°C y aplicando las acciones de control cada 15 minutos, escogiéndose el instante de aplicación de estas acciones de forma aleatoria y uniforme a lo largo de cada uno de estos intervalos. En cuanto a la metodología de agregación, se empleó un núcleo gaussiano con h calculada según la expresión (V.15) y un subintervalo, $\tau_n - \tau_{n-1}$, de 5 segundos. La figura VI.1 recoge, a modo de ejemplo, las funciones de densidad para el instante correspondiente a las 2 horas de simulación —mitad del período completo—, donde pueden

Tabla VI.1: Aleatoriedad de parámetros. Control Aleatorio

<i>Parámetro</i>	<i>Tipo de Distribución</i>	<i>Intervalo (Parámetros)</i>
Orientación exterior	Uniforme	8 (Principales)
Cerramiento exterior	Normal	$\mu = 35$ (%), $\sigma = 7,5$ (%)
Superf. acristalada	Normal	$\mu = 20$ (%), $\sigma = 5$ (%)
Potencia eléctrica	Normal	$\mu = 1300$ (W), $\sigma = 100$ (W)
T ^a interior inicial ($t = 0$)	Uniforme	25 – 28 (°C)
Ruido	Normal	$\mu_W = 200$ (W), $\sigma_W = 200$ (W)
T ^a de consigna	Normal	$\mu = 23$ (%), $\sigma = 0,5$ (%)

(a) $f_{x_{int}}(t = 2 \text{ horas}; x); 20 \leq x \leq 27$ (b) $f_{DC}(t = 2 \text{ horas}; x); 0 \leq x \leq 100$ Figura VI.1: Funciones de densidad. Control aleatorio exponencial, $\mu = 5 \text{ min}$

apreciarse los efectos producidos por dichas acciones de control: desplazamiento del perfil de temperaturas interiores, y *aplanamiento* de la curva de *Duty-cycle*. La figura VI.2 presenta la demanda agregada con control y en ausencia de éste, así como la diferencia porcentual entre ambas, obteniéndose valores para cada minuto de simulación. Insistir en que cada sistema elemental simulado fue sometido a las mismas perturbaciones y poseía los mismos parámetros térmicos en ambas situaciones.

Con el fin de estudiar la influencia ejercida por el valor medio de la variable aleatoria exponencial sobre los resultados, se realizaron simulaciones posteriores en las que se modificó el valor medio de esta variable, obteniéndose los resultados mostrados en las figuras VI.3 a VI.6. En ellas se aprecia un mayor *achatamiento* del perfil de *Duty-cycle* conforme el valor medio del control es mayor, obteniéndose así picos de porcentaje de reducción puntual de demanda más elevados.

No obstante, las gráficas de demanda presentadas hasta ahora incluyen exclusivamente el intervalo correspondiente a la implementación de las acciones de control, con lo cual no puede apreciarse la presencia, o no, del fenómeno de *paybak* —asociado a intervalos de tiempo posteriores al control—. Para tener en cuenta dicho efecto se realizaron simulaciones en las que se anularon las acciones de control en el tramo final de la misma. Así, la figura VI.7 presenta la demanda agregada para un grupo de 200 sistemas elementales, con la misma variabilidad de parámetros que en el caso anterior, en los que se las acciones de control se suprimieron durante los últimos 30 minutos de la simulación. Ahora sí se aprecia la presencia del fenómeno de *pay-*

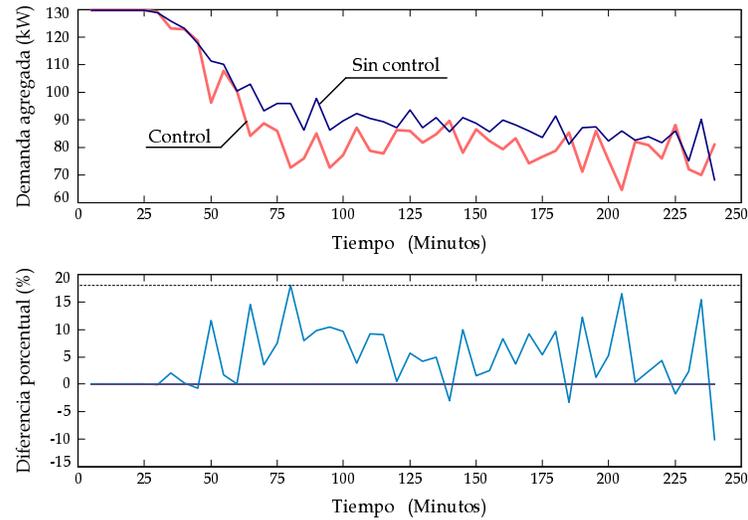
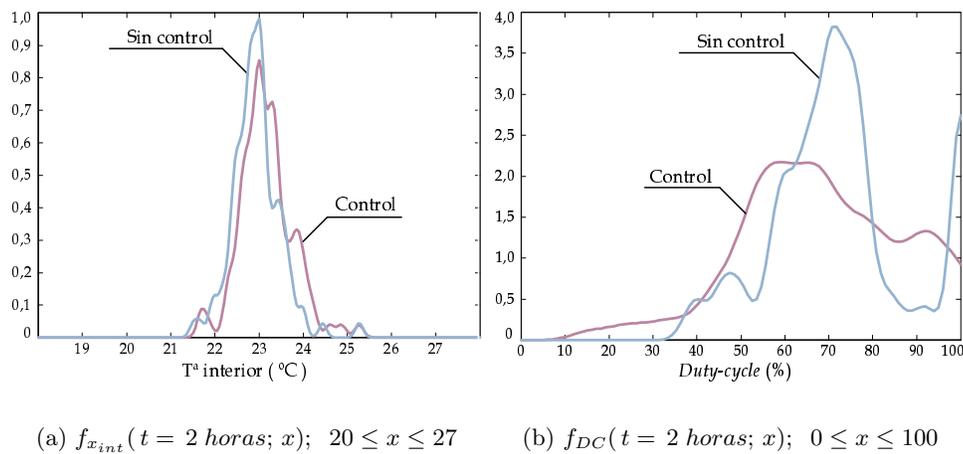


Figura VI.2: Demanda agregada. Control aleatorio exponencial, $\mu = 5 \text{ min}$



(a) $f_{x_{int}}(t = 2 \text{ horas}; x); 20 \leq x \leq 27$

(b) $f_{DC}(t = 2 \text{ horas}; x); 0 \leq x \leq 100$

Figura VI.3: Funciones de densidad. Control aleatorio exponencial, $\mu = 3 \text{ min}$

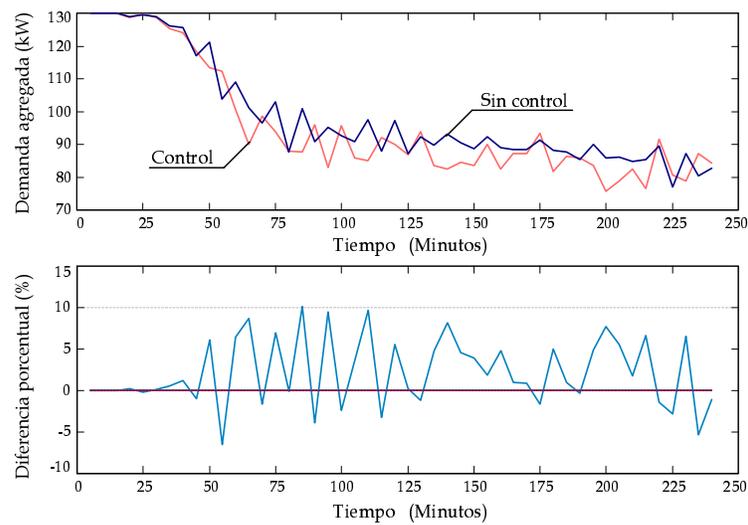


Figura VI.4: Demanda agregada. Control aleatorio exponencial, $\mu = 3 \text{ min}$

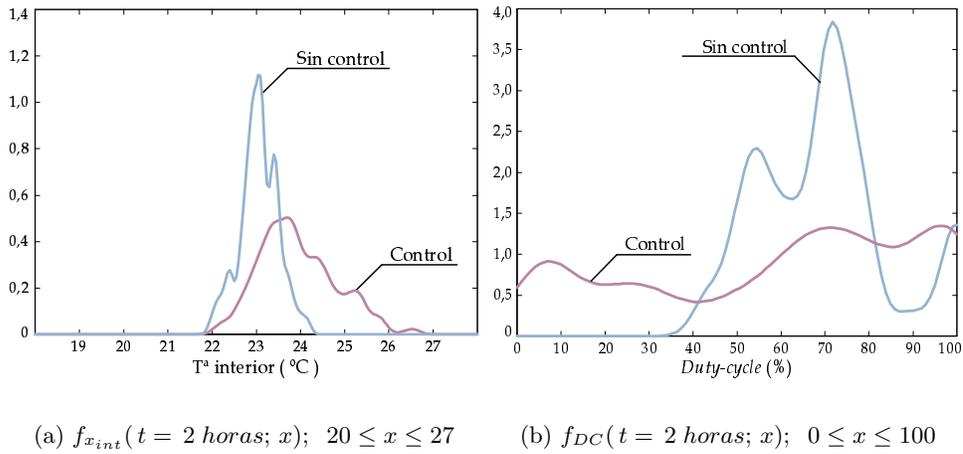


Figura VI.5: Funciones de densidad. Control aleatorio exponencial, $\mu = 7 \text{ min}$

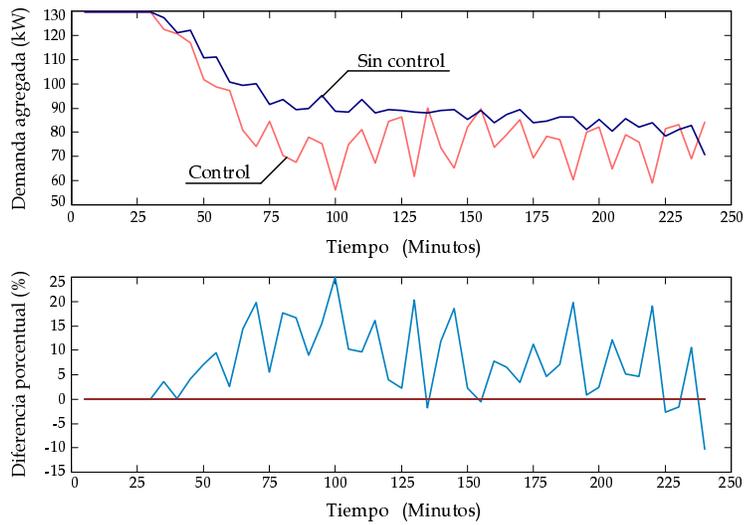


Figura VI.6: Demanda agregada. Control aleatorio exponencial, $\mu = 7 \text{ min}$

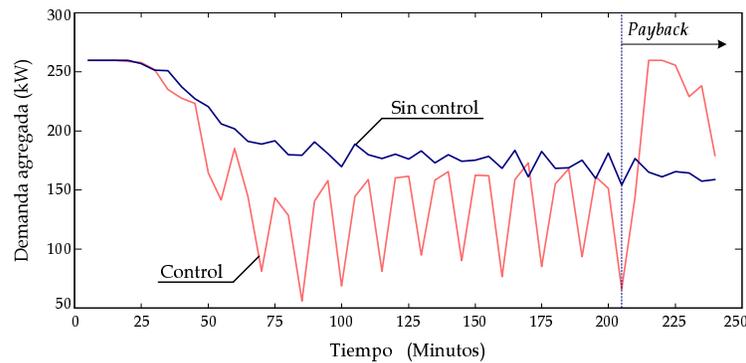


Figura VI.7: Demanda agregada. Control normal, $\mu = 10$, $\sigma = 2,5 \text{ min}$

back, provocando un pico considerable posterior al control. Con el fin de disminuir este efecto, se introdujo también como variable aleatoria el período de finalización del control, de forma que no todas las cargas elementales comenzasen a recuperar su funcionamiento natural de modo conjunto. Así, la figura VI.8 recoge el perfil de demanda agregada en el caso de asignar el final del control según una variable aleatoria uniforme, entre los 4 últimos períodos de tiempo—última hora, recordando que los períodos de control se fijaron en 15 minutos—. Tal como puede apreciarse, el fenómeno de *payback* se consigue atenuar de forma considerable, con respecto al presentado en la simulación anterior —figura VI.7—. En cuanto al tipo de variable aleatoria empleada en la obtención de los intervalos de *OFF* forzados, finalmente escogimos una normal —en este caso de media $\mu = 10 \text{ minutos}$ y desviación típica $\sigma = 2,5 \text{ minutos}$ —, ya que pensamos que intuitivamente podíamos caracterizar el control de manera más sencilla, dado el perfil tan característico de esta variable.

En cuanto a las oscilaciones presentadas por el perfil de demanda agregada en ambas simulaciones, su explicación radica en haber impuesto como restricción al instante aleatorio de comienzo de control la necesidad de que fuese tal que permitiese introducir el intervalo de *OFF* forzado sin llegar a sobrepasar el período de tiempo simulado —por ejemplo, si este intervalo era de 11 minutos, sólo se permitía escoger instantes de comienzo entre 0 y 4—. Así, el alto valor de media impuesto —10 minutos, con períodos de 15—, propició que las acciones de control se implementasen en la mayoría de cargas elementales al comienzo de cada período de 15 minutos —zona *valle* del diente de sierra—, produciéndose el aumento de demanda conforme dichas acciones iban finalizando y generándose así los aumentos posteriores de la demanda agregada —zonas *pico*—. Con el fin de solventar este fenómeno se decidió ampliar la aleatoriedad del comienzo del control al período completo, y en el caso de no poder introducir todo el intervalo de *OFF* seguido, se introduciría parte de él al comienzo, como si se uniese el final del período con el principio de éste —por ejemplo, con un intervalo de *OFF* de 11 minutos y un comienzo en el minuto 7, estaría la carga desconectada del minuto 0 al 3, y del 7 al 15—.

Una vez implementadas estas modificaciones, la figura VI.9 muestra los resultados obtenidos con un grupo de 200 sistemas elementales —manteniendo las mismas características térmicas y eléctricas—, donde, además, se ha modificado a lo largo de la simulación el valor medio de la variable aleatoria normal, encargada de fijar los intervalos de control para cada carga elemental. Así, con una desviación típica $\sigma = 2 \text{ minutos}$ constante, se han empleado medias de 5, 10, 7 y 5 minutos respectivamente para cada hora de simulación —manteniéndose las 4 horas de simulación ya comentadas—. Ahora puede apreciarse la ausencia de esa oscilación sobre la de-

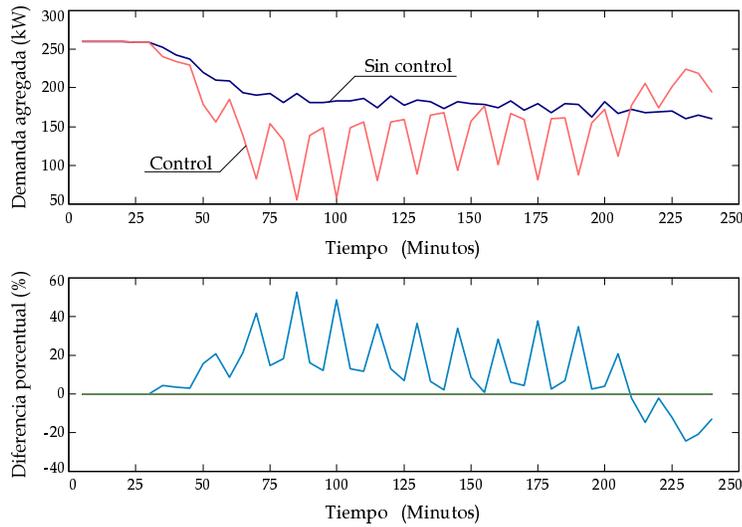


Figura VI.8: Demanda agregada. Control normal. Duración variable

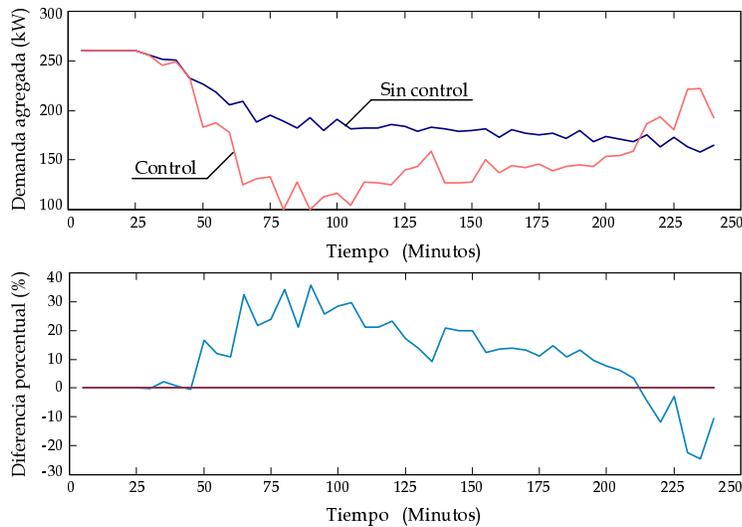


Figura VI.9: Demanda agregada. Control normal con parámetros variables

manda agregada, así como la mayor disminución de demanda durante el intervalo de tiempo en el que la media era también mayor. Esto permitiría adecuar el perfil de demanda de las cargas controlables a partir de las modificaciones impuestas sobre los parámetros de la variable normal.

Por último, se presenta una nueva simulación con un grupo de 200 sistemas elementales en la cual se mantiene que la variable aleatoria que determina el final del control pueda tomar valores de forma uniforme entre 180 y 240 minutos —cuarta hora de simulación—, ampliándose la simulación a un período global de 5 horas, con el fin de visualizar con mayor facilidad el fenómeno de *payback* y su duración. En cuanto a la variable aleatoria normal del control, se fijaron unos valores para su media de 5, 7, 7 y 5 minutos para cada una de las cuatro primeras horas de simulación, con $\sigma = 2$ minutos constante. Con todo ello se ha obtenido el perfil de demanda agregada recogido en la figura VI.10, consiguiéndose una reducción de energía demandada en torno al 5%. Lógicamente, se puede hablar de reducciones de demanda siempre y cuando el fenómeno de *payback* haya desaparecido por completo, lo cual

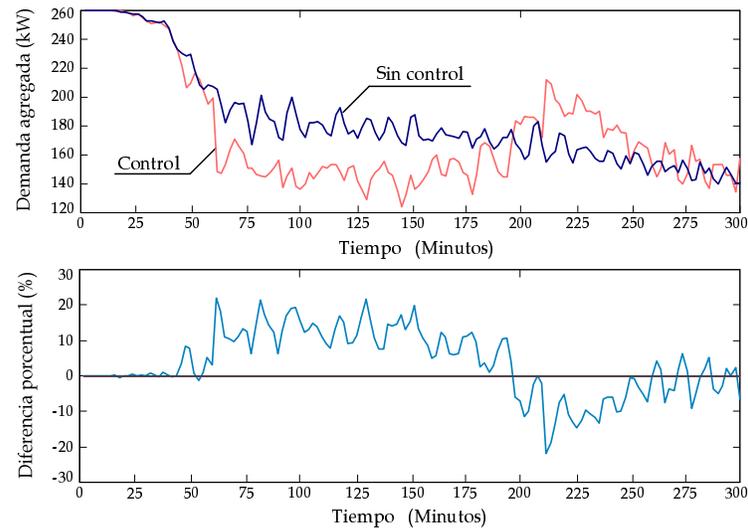


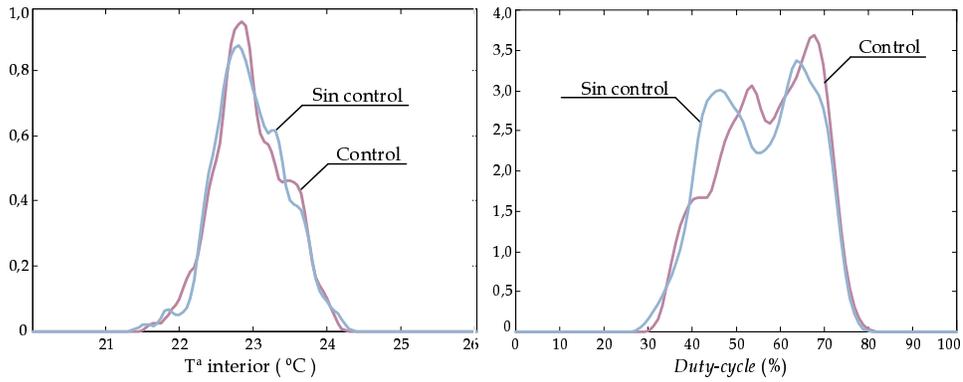
Figura VI.10: Demanda agregada. Control normal con parámetros variables (II)

queda de manifiesto por la coincidencia de valores de demanda correspondientes a los instantes finales de la simulación. Otra manera de comprobarlo consiste en superponer las funciones de densidad de las variables de salida correspondientes a la evolución natural del grupo de cargas y a su comportamiento cuando la estrategia de control es aplicada, calculadas para los instantes finales de la simulación. La figura VI.11 muestra dichas gráficas, poniendo de manifiesto la ausencia de fenómenos de *payback* mediante la considerable coincidencia de curvas correspondientes a ambas situaciones.

Finalmente, y como visión complementaria del período de control, la figura VI.12 recoge las funciones de densidad correspondientes a la temperatura interior y al *Duty-cycle* para varios instantes de tiempo a lo largo del período de simulación. En la primera de ellas —(a)— se aprecia un desplazamiento del perfil de la curva de derecha a izquierda, desde valores de temperatura más elevados —presencia de importantes intervalos de *OFF* forzados— hacia valores cada vez más cercanos a los asociados a la consigna del termostato —funcionamiento en régimen *natural*—. Respecto al segundo conjunto de gráficas —(b)—, se observa una tendencia desde intervalos de *Duty-cycle* más bajos hacia valores más elevados, al tiempo que pierde presencia el intervalo cercano al 100%. Éste estaría conformado por aquellas cargas elementales que, habiendo estado sometidas a estrategias de control con anterioridad, se encontraban en ese instante demandando energía eléctrica, con el fin de devolver al sistema a una situación cercana a la de consigna.

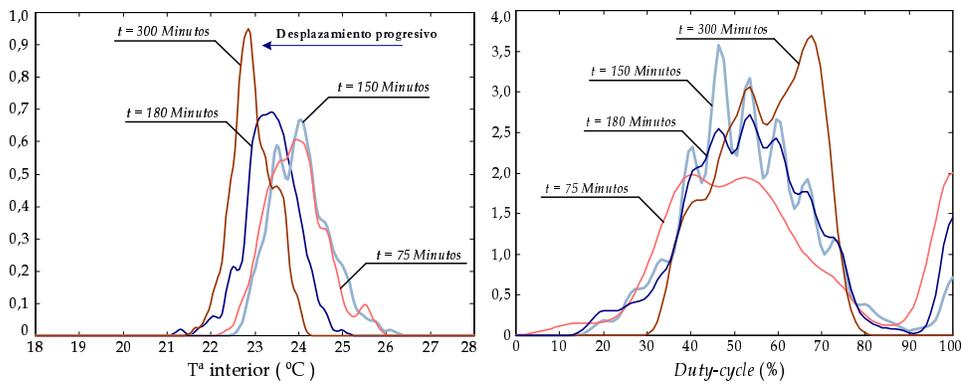
VI.1.2.3. Discusión de resultados

A partir de las simulaciones presentadas en el apartado anterior, y una vez aclarados —y en su caso corregidos— las formas asociadas a los perfiles de las curvas de demanda, el control aleatorio —no determinístico— se presenta como una herramienta a tener en cuenta a la hora de generar estrategias de control para cargas de climatización, permitiendo eliminar fenómenos no deseados mediante la inclusión de un nivel de aleatoriedad adecuado. No obstante, el estudio realizado en esta sección sobre demandas agregadas trata de forma parcial los objetivos perseguidos en la Gestión de Cargas, ya que los análisis se han desarrollado sobre las curvas de de-



(a) $f_{x_{int}}(t = 5 \text{ horas}; x); 21 \leq x \leq 25$ (b) $f_{DC}(t = 5 \text{ horas}; x); 0 \leq x \leq 100$

Figura VI.11: Funciones de densidad. Finalización control aleatorio



(a) $f_{x_{int}}(t; x); 20 \leq x \leq 27$

(b) $f_{DC}(t; x); 0 \leq x \leq 100$

Figura VI.12: Evolución funciones de densidad. Control aleatorio

manda de equipos controlables —*demandas parciales*—, y no sobre la curva global de demanda, que es la que realmente está soportando la red. Por otro lado, este tipo de planteamientos limita la búsqueda eficiente de estrategias de control dirigidas a cumplir unos objetivos concretos, debido a la libertad de elección que ofrece al operador. Además, si en lugar de contar con un solo grupo de cargas controlables, éstas fuesen divididas en varios grupos —atendiendo a diversas políticas de agregación—, el control global de todos los grupos podría hacerse demasiado complejo, debido a la multiplicación de variables que han de fijarse. Con todo esto, la metodología que se presenta en la sección siguiente proporciona una automatización de parte del proceso, lo cual repercute en la obtención de soluciones más eficientes, al tiempo que reduce los grados de libertad con los que se contaba anteriormente.

VI.1.3. Estrategias Determinísticas: Control Predictivo

VI.1.3.1. Descripción del problema

Al margen del desarrollo de estrategias de control basadas en el empleo de variables aleatorias para obtener las acciones de control individuales, donde el operador posee una libertad de elección y acción considerable y el estudio puede resultar más de índole cualitativo que cuantitativo, uno de los objetivos que inicialmente nos planteamos dentro del campo de la Gestión de Cargas era el siguiente: determinar, a partir de una curva específica de demanda agregada global —correspondiente a un CT, por ejemplo— y de un perfil de demanda deseado, cuál sería la estrategia de control que, aplicada sobre la parte de demanda de climatización, minimizaría las diferencias entre el perfil de demanda resultante —al aplicar el control— y la curva de demanda *objetivo*, respetando una serie de restricciones fijadas con anterioridad. Este perfil deseado o *target* depende, evidentemente, de los objetivos perseguidos y de quién sea el que implementa las acciones —cliente o compañía—, buscándose así un mejor aprovechamiento de la red de distribución, y la obtención de curvas de demanda con un factor de carga —*load factor*— más próximo a la unidad. En este sentido, puede encontrarse información proporcionada por las propias compañías de suministro en las que se afirma la existencia de curvas de demanda *óptimas*, desde el punto de la empresa, a cuyos perfiles sería deseable tender, [FEC99]. Por tanto, el planteamiento del problema de Gestión de Cargas desde esta perspectiva implica una búsqueda de acciones de control a aplicar sobre la demanda parcial de climatización, con el fin de alcanzar una serie de objetivos concretos sobre la curva de demanda agregada total —climatización más el resto de cargas conectadas—. Esta visión difiere de algunas presentadas con anterioridad, en las que el perfil de demanda deseado era definido respecto a la demanda parcial controlable, y no a la curva de demanda global que *realmente* está soportando el sistema en un punto concreto del mismo —ver apartado III.3.3.2—. La figura VI.13 recoge de forma esquemática el problema aquí expuesto.

A partir del planteamiento presentado en dicha figura, queda de manifiesto la necesidad de conocer, supuesta una curva de demanda agregada global, cuál es el porcentaje de dicha demanda que corresponde en cada instante de tiempo a cargas de climatización y, por tanto, es susceptible de ser modificado mediante la inclusión de estrategias de control adecuadas. Una solución plausible a este problema, por otro lado nada sencillo de abordar, puede encontrarse en [Fue01], donde se presenta un modelo de respuesta de cargas elementales y un algoritmo de identificación de diferentes comportamientos eléctricos a partir de la curva de demanda agregada global. Esta metodología podría ser insertada dentro de la herramienta aquí presentada de

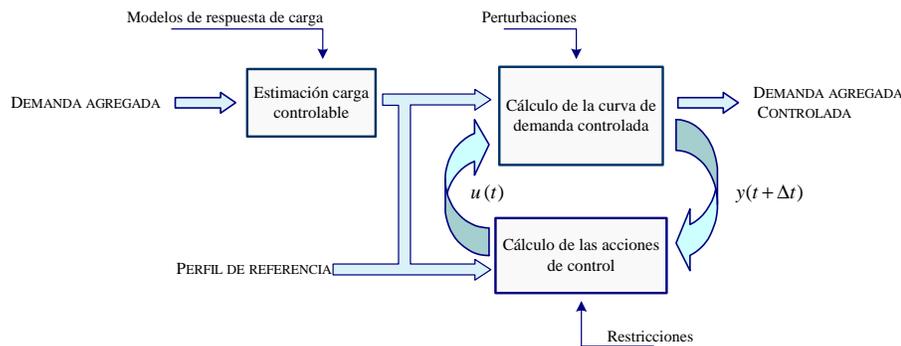


Figura VI.13: El problema del control

forma que las variables de salida de la primera constituyesen parte de las entradas al proceso de búsqueda de la estrategia óptima.

VI.1.3.2. Formulación del problema

Una vez planteado el problema, y teniendo en cuenta las características y necesidades propias de su planteamiento, se optó por abordarlo desde la perspectiva del control predictivo, dentro del cual podrían englobarse todas aquellas estrategias de control que comparten las siguientes características,

- Se emplea un modelo explícito del sistema o proceso estudiado.
- Como fruto de la minimización de una cierta *función de coste*, se obtiene, para cada instante de tiempo una secuencia de señales de control óptimas.
- Se hace uso del concepto horizonte de predicción —*receding horizon*—, aplicando de toda la secuencia de señales de control determinadas, sólo la primera de ellas, y repitiendo el proceso de optimización en el instante siguiente.

Evidentemente, es posible encontrar una diversidad importante de estrategias de control que tendrían cabida dentro de los puntos aquí expuestos, aunque todas ellas compartirían una metodología común: partir de un modelo del sistema y, para cada instante t , predecir las N salidas futuras de forma que se minimice una determinada función —la cual recoge la diferencia entre la salida del proceso y una trayectoria de referencia— a partir de un conjunto de acciones de control aplicadas sobre el sistema. Una vez determinadas estas acciones, aplicar sólo la primera de ellas y volver a determinar el conjunto de acciones para el siguiente instante de tiempo. En cuanto al horizonte de predicción, éste puede mantenerse constante en tamaño, y así ir desplazándose conforme las acciones de control son aplicadas, o bien permanecer *estático* e ir disminuyendo su tamaño a lo largo del tiempo en que se aplique el control. La figura VI.14 presenta las ideas aquí expuestas en torno al campo del control predictivo. Por otro lado, indicar también que este tipo de planteamientos permiten abordar problemas multivariados, con presencia de restricciones tanto del tipo ecuación como inecuación, lo cual hace que sea factible de implementar bajo esta filosofía el problema presentado anteriormente. La utilización de técnicas de control predictivo dentro del campo de la Gestión de la Demanda ya fue sugerida con anterioridad, [Mar88], centrandose su empleo en la limitación de picos de demanda —mediante la introducción de perfiles de referencia totalmente horizontales—.

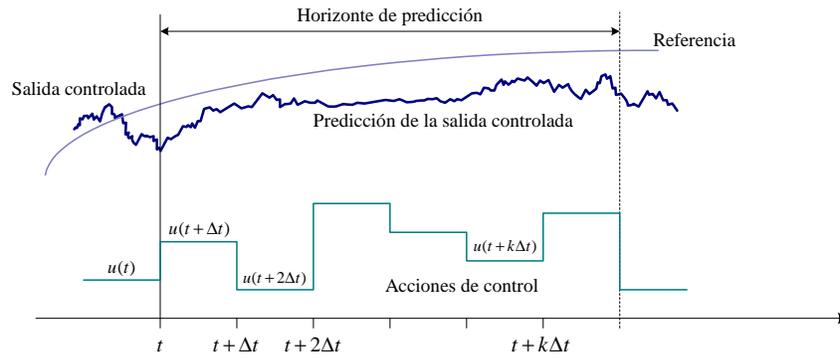


Figura VI.14: Metodología del control predictivo

Respecto a la formulación matemática del problema, se introducirá primeramente una nomenclatura que facilite la comprensión de las expresiones. De este modo, suponiendo que a partir de la curva de demanda global estudiada se han definido N grupos de cargas diferentes — $i = 1, 2, \dots, N$ —, y que las estrategias de control de cargas se aplican en un número J de intervalos de tiempo — $j = 1, 2, \dots, J$ — de forma diferenciada para cada uno de los grupos, se define:

$CL_{i,j}$: carga de climatización controlable en el período de tiempo j -ésimo, correspondiente al grupo i -ésimo.

$CLD_{i,j}$: energía no demandada por el grupo i -ésimo hasta el período j -ésimo, como consecuencia del control aplicado en los períodos anteriores —*Cumulative Load Demand Deferred*—.

CT_j : demanda agregada global durante el período j -ésimo.

$MCD_{i,j}$: energía máxima no demandada por el grupo i -ésimo hasta el período j -ésimo, como consecuencia del control aplicado en los períodos anteriores.

$MCL_{i,j}$: máxima energía que es posible demandar por el grupo i -ésimo en el período j -ésimo —igual o menor a la suma de todas las cargas pertenecientes al grupo, supuesto un *Duty-cycle* del 100%—.

MPb_i : máxima diferencia energética permitida al grupo i -ésimo respecto a la demanda que presentaría en ausencia de control —valor causante del fenómeno de *payback*—.

MPl_i : valor máximo de demanda global de pico permitido al grupo i -ésimo al aplicar el control.

$NL_{i,j}$: demanda no controlable en el período de tiempo j -ésimo, correspondiente al grupo i -ésimo.

Pb_i : parte de energía demandada después del control por el grupo i -ésimo como consecuencia de la implementación de la estrategia de control.

RC_j : curva de demanda global de referencia correspondiente al período j -ésimo.

$u_{i,j}$: acción de control exterior aplicada sobre el grupo i -ésimo durante el período j -ésimo, de forma que modifica —en tanto por uno— la cantidad de energía que dicho grupo demandaría en ese tiempo de forma natural.

$Wc_{i,j}$: entrada correspondiente al grupo i -ésimo durante el período j -ésimo de la matriz de pesos, la cual tiene en cuenta la importancia relativa de los cambios sufridos por las acciones de control con respecto al intervalo de tiempo inmediatamente anterior.

Wf_j : vector de pesos perteneciente al período j -ésimo, con el cual pueden penalizarse los errores futuros.

y_j : demanda agregada controlada correspondiente al período j -ésimo, $y_j = \sum_{i=1}^N u_{i,j} \cdot \text{Min}\{MCL_{i,j}; CL_{i,j} + CLD_{i,j-1}\}$.

A partir de la nomenclatura aquí presentada, la formulación de este problema de control sería:

$$\text{Min} \left[\sum_{j=1}^J Wf_j (CT_j - RC_j)^2 + \sum_{j=1}^J \left(\sum_{i=1}^N Wc_{i,j} (u_{i,j} - u_{i,j-1})^2 \right) \right], \quad (\text{VI.1})$$

donde:

$$CT_j = \sum_{i=1}^N [NL_{i,j} + u_{i,j} \cdot \text{Min}\{MCL_{i,j}; CL_{i,j} + CLD_{i,j-1}\}] \quad (\text{VI.2})$$

$$CLD_{i,j} = CLD_{i,j-1} + CL_{i,j} - u_{i,j} \cdot \text{Min}\{MCL_{i,j}; CL_{i,j} + CLD_{i,j-1}\}, \quad (\text{VI.3})$$

sujeto a:

$$0 \leq u_{i,j} \leq 1 \quad (\text{VI.4})$$

$$0 \leq CLD_{i,j} \leq MCD_{i,j} \quad (\text{VI.5})$$

$$0 \leq Pb_i = CLD_{i,j=J} \leq MPb_i \quad (\text{VI.6})$$

$$0 \leq NL_{i,j} + u_{i,j} \cdot \text{Min}\{MCL_{i,j}; CL_{i,j} + CLD_{i,j-1}\} \leq MPL_i \quad (\text{VI.7})$$

$$CLD_{i,j=0} = 0; \quad u_{i,j=0} = 1. \quad (\text{VI.8})$$

Es decir, el problema se centra en minimizar la *distancia cuadrática* entre la curva de demanda global y el perfil de referencia, al tiempo que se suavizan los cambios sufridos por las acciones de control entre dos intervalos de tiempo sucesivos. En

cuanto al número de restricciones, éste podría ampliarse o reducirse en función de los objetivos perseguidos. Así, por ejemplo, en la práctica suele ser adecuado limitar el pico de demanda controlada, tanto global como, sobre todo, de cada grupo de cargas —picos secundarios—, ya que pueden generarse situaciones de reducción del pico global de demanda, a costa de presentar picos elevados en cada uno los grupos de cargas. Señalar por último que, en cualquier caso estamos ante un problema multivariable de minimización no-lineal, con un conjunto de restricciones modelizadas, en su mayoría, mediante inecuaciones.

VI.1.3.3. Implementación

La metodología presentada en el apartado anterior se ha implementado con la ayuda del software *Matlab-Simulink*, haciendo uso de los modelos elementales anteriores y empleando para la agregación de cargas individuales la estimación tipo núcleo —gausiano—. Así, la figura VI.15 presenta el diagrama en lenguaje *UML* que recoge la herramienta global desarrollada para este tipo de control determinístico. Las acciones llevadas a cabo han supuesto, pues, el desarrollo de nuevos *scripts* que recogen el proceso de minimización anterior, y su unión con los ya desarrollados y presentados con anterioridad. Como puede apreciarse, la política de trabajo se ha inspirado en una idea modular de la programación, intentando que cada una de las partes que forman el proceso completo fuese lo más independiente posible del resto, permitiendo modificaciones —ampliaciones— locales con influencia prácticamente nula sobre los demás componentes.

La manifiesta simplicidad del diagrama VI.15 se corresponde a un deseo por facilitar la comprensión del proceso, no obstante, téngase en cuenta que éste incluye tanto el presentado en la figura IV.9 —correspondiente a la implementación de modelos de carga elementales— como el de la figura V.13 —agregación de sistemas elementales—, recogiendo todo ello de forma simplificada en los bloques *Resolución sistemas elementales* y *Funciones de densidad*. Igualmente, recuérdese que las características térmicas y eléctricas de cada uno de los sistemas elementales eran fijadas a partir de variables aleatorias, las cuales recogían los intervalos en los que cada uno de los parámetros se permitía variar. Por otro lado, y con el fin de poder comparar los resultados del comportamiento tanto conjunto como individual de las cargas, de cada sistema elemental —una vez fijados sus parámetros térmicos y eléctricos, y su vector de perturbaciones— se ha simulado su evolución en ausencia de control externo y cuando este control es aplicado. Así, para cada intervalo de tiempo se han obtenido curvas de comportamiento y funciones de densidad por duplicado, correspondientes cada una de ellas al tipo de evolución comentado.

El algoritmo aplicado para la obtención de soluciones que minimicen la distancia entre las curvas de demanda se ha basado en métodos de aproximación cuadrática. En éstos, la solución se alcanza reemplazando cada función no lineal por su aproximación cuadrática local en el punto estimado x^0 . Así, una función $f(x)$ quedaría de la siguiente forma, [Rek94],

$$q(x; x^0) = f(x^0) + \nabla f(x^0)^T (x - x^0) + \frac{1}{2} (x - x^0)^T \nabla^2 f(x^0) (x - x^0). \quad (\text{VI.9})$$

En los casos en que la función objetivo es definida positiva y las restricciones son lineales, el problema puede ser resuelto en un número finito de iteraciones, aplicando un proceso de búsqueda lineal sobre la dirección del vector gradiente. Téngase en cuenta que no es posible encontrar una solución analítica si se imponen restricciones

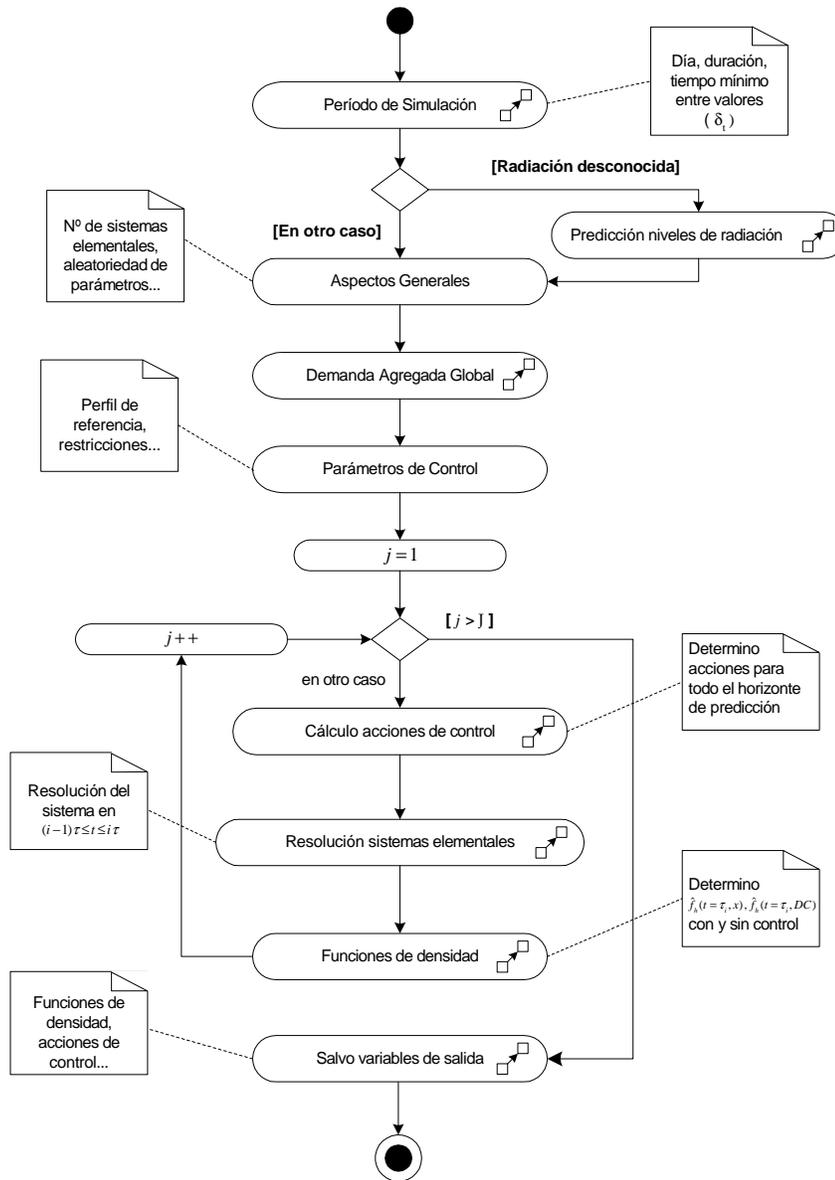


Figura VI.15: Diagrama UML. Implementación del algoritmo de control

Tabla VI.2: Características generales. Polígono residencial

Nº de centros de transformación (CT)	38
Potencia de los CT	630 <i>kVA</i>
Composición de la carga en los CT	Residencial-comercial
Nº medio de viviendas por CT	80
Demanda media de comercios	50 <i>kW</i>
Demanda media servicios generales	40 <i>kW</i>

de tipo inecuación, por lo que es necesario recurrir a este tipo de métodos para la búsqueda de soluciones.

Para la implementación de las acciones de control dentro de cada grupo de carga, se ha impuesto únicamente como requisito que la temperatura interior del sistema elemental $x_{int}^j(t)$ no supere un determinado umbral máximo X_{++}^j . Igualmente, el intervalo de *OFF* forzado correspondiente a una acción de control concreta ha sido fijado de manera aleatoria para cada sistema elemental. Es decir, dentro de cada grupo y para cada intervalo de control, sus cargas elementales poseen la misma acción de control, pero aplicada en instantes de tiempo diferentes. Con esto se consigue atenuar el fenómeno de *sincronismo*, tal y como ya se comentó en apartados anteriores.

VI.1.3.4. Discusión de resultados

Una vez implementada la metodología de control de cargas, y con el fin de estudiar sus propiedades y ventajas, se utilizó dicho proceso para modificar el perfil real de demanda correspondiente a un polígono residencial de las características recogidas en la tabla VI.2. Estos perfiles de demanda fueron adquiridos a lo largo de diferentes épocas del año, lo cual influye en el porcentaje de carga controlable, asociada en nuestro caso a cargas de climatización.

El planteamiento inicial fue el siguiente: la demanda global correspondiente al conjunto del polígono residencial se dividió en cinco curvas de demandas *parciales*, cada una de ellas con su correspondiente porcentaje de demanda controlable para cada intervalo de tiempo. Esta división supone la diferenciación de cinco *bolsas de consumo* dentro del polígono, permitiéndose actuar sobre cada una de ellas de forma independiente, y viéndose reflejada dicha actuación sobre la curva global de demanda. La figura VI.16 presenta las curvas de demanda parciales, así como la parte de demanda controlable correspondiente a cada una de ellas —datos correspondientes a abril de 2000—. Así, a partir de este momento se hablará de *grupos de cargas* en referencia a cada uno de los conjuntos de sistemas elementales pertenecientes a otras tantas bolsas de consumo.

El problema era, pues, determinar las acciones de control que, aplicadas sobre la parte controlable de cada demanda parcial —cada *grupo de cargas*—, generaban una modificación de la demanda global tal que minimizaba su diferencia con respecto a una demanda de referencia. Para ello, se supuso inicialmente que cada uno de las bolsas de consumo tenía un total de 50 cargas susceptibles de ser controladas —el tamaño de cada grupo era, pues, 50—, tomándose como período total de control desde las 10 horas hasta las 24 horas y aplicándose las acciones de control cada 15 minutos sobre las cargas elementales de cada grupo, siempre que la temperatura interior fuese menor que su temperatura de consigna más $3^{\circ}C$. La variabilidad per-

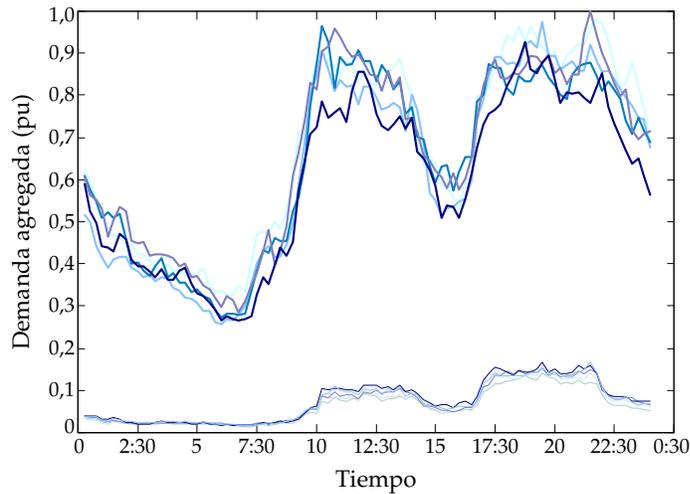


Figura VI.16: Datos abril. Demandas parciales

mitida en los parámetros térmicos y eléctricos de cada sistema individual fueron los mismos que los presentados en la sección anterior.

Tras realizar una serie de simulaciones, partiendo desde restricciones nulas y analizando los problemas de pérdida de confort en los clientes y de tiempos de desconexión demasiado elevados, se han seleccionado una serie de restricciones impuestas en el proceso de minimización propiamente dicho, resumidas en los siguientes puntos:

- Los valores de pico de la demanda global y de las demandas parciales, MPI_i , han de ser estrictamente menores que los alcanzados sin control.
- La energía total demandada por los grupos de cargas en el período total de control, $\sum_{j=1}^J y_j$, puede diferir, a lo sumo, en un 5% con respecto a la demandada en ausencia de control —lo cual permite fijar el valor de MPb_i —.
- La energía máxima no demandada por cada grupo, $MCD_{i,j}$, se fijó en el doble de energía de pico demandada en el comportamiento sin control, $Max\{CL_{i,j}, j = 1, 2, \dots, J\}$.
- Las secuencias de ponderación, $W_{c_{i,j}}$ y W_{f_j} , siguen expresiones del tipo $\delta(j) = \alpha^{J-j}$, $j = \{1, 2, \dots, J\}$, con $\alpha = 1,01$ (con valores de $\alpha < 1$ los errores más lejanos son los más penalizados —control más *suave*—, por el contrario, valores de $\alpha > 1$ conducirían a un control más severo).

A partir de todo lo expuesto hasta este momento, y una vez establecido el perfil de referencia, se obtuvieron las acciones de control mostradas en la figura VI.17, para cada intervalo de tiempo —fijado en 15 minutos— y grupo de cargas. Su interpretación es la siguiente: acciones de control iguales a la unidad implican un funcionamiento *libre* de los equipos durante ese intervalo de tiempo; mientras que valores menores de uno indican el tanto por uno permitido de energía demandada respecto a la que, en ese intervalo —y teniendo en cuenta el control aplicado hasta ese momento— se demandaría en ausencia de control. Dichas acciones de control, aplicadas sobre cada uno de los grupos de carga, modifica las curvas parciales de demanda tal y como se recoge en la figura VI.18. Nótese cómo los valores máximos de demanda de cada grupo no son superados cuando se implementan las acciones de control.

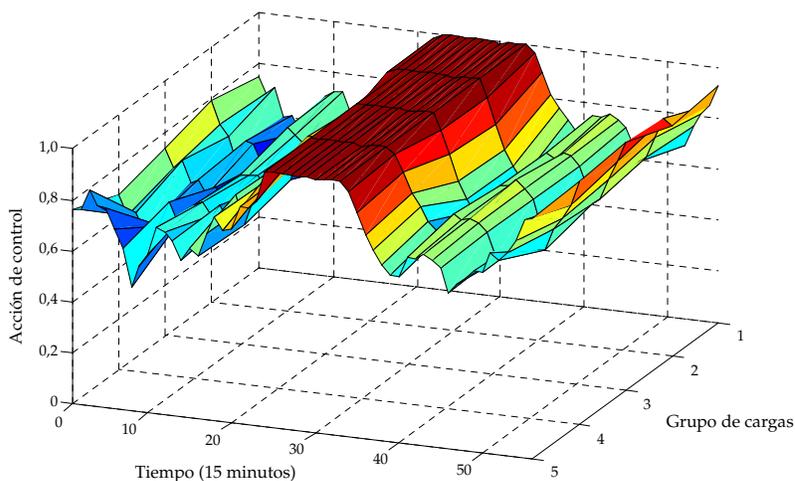
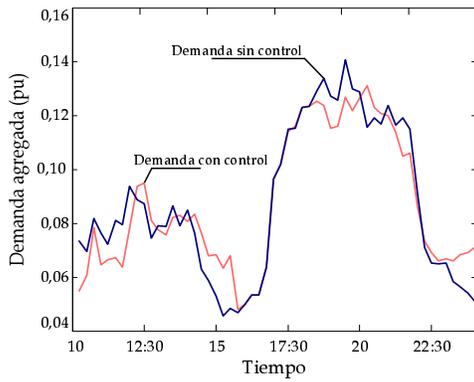


Figura VI.17: Datos abril. Acciones de control

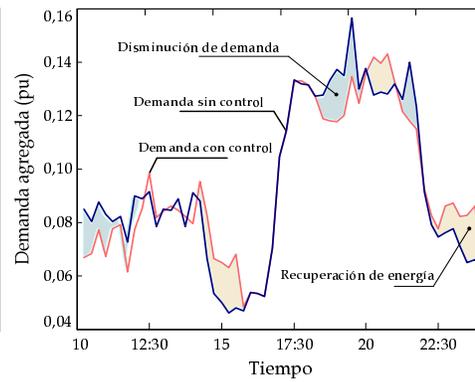
Con todo ello, la figura VI.19 muestra el perfil de demanda total sin control, el perfil de demanda perseguido —perfil de referencia— y la curva de demanda una vez aplicadas las acciones de control sobre cada grupo de cargas; también se presenta el perfil de demanda total controlable —correspondiente a la suma de demandas de los cinco grupos de cargas—. Los resultados muestran una disminución del pico máximo alrededor del 2,5 % —teniendo en cuenta que el porcentaje máximo de demanda controlable estaba entorno al 15 %—, con una energía total demandada por las cargas con control prácticamente igual a la demandada en ausencia de éste. La figura VI.20 muestra la energía acumulada no consumida por grupo de cargas e intervalo de tiempo como consecuencia de implementar las acciones de control. El hecho de que esta función tome valores cercanos a cero en los últimos intervalos de tiempo constituye una garantía para afirmar la ausencia del fenómeno de *payback* en el período de tiempo posterior al control.

En cuanto al comportamiento a nivel térmico y eléctrico de los grupos de cargas, la figura VI.21 muestra las funciones de densidad asociadas a la T^a interior y al *Duty-cycle* de las cargas para el grupo 1. En ellas se muestra tanto el perfil sin control como el resultante al aplicar las sucesivas acciones de control. En concreto, las figuras (a) y (b) se han determinado una vez transcurrida la primera hora de simulación, en cuyo momento las acciones de control obligaban a una disminución de la demanda con respecto a la calculada sin control; mientras que las figuras (c) y (d) se corresponden con un instante de tiempo en el que la evolución con y sin control presenta perfiles muy similares —acciones de control próximas a la unidad y ausencia de fenómenos de recuperación energética—. Por último, y para mostrar de forma individualizada el efecto de la reducción de demanda, la figura VI.22 muestra un ejemplo de la evolución de la temperatura interior correspondiente a un sistema elemental, durante las 4 primeras horas de simulación. En ella se pueden diferenciar los períodos de acciones de control restrictivas de la recuperación posterior del sistema, y su tendencia hacia el comportamiento fijado por el termostato.

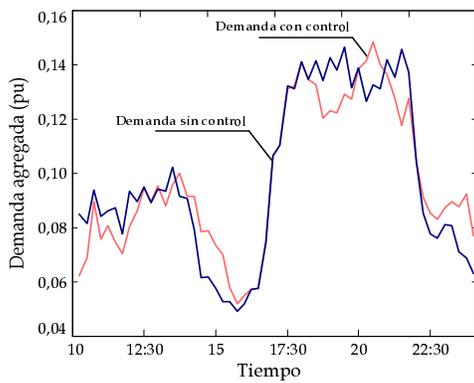
En simulaciones posteriores, realizadas en base al mismo polígono residencial, se emplearon curvas de demanda globales en las que se elevó el porcentaje de demanda controlable. Así, a partir de datos correspondientes al mes de enero de 2001, se alcanzaron reducciones del pico máximo de carga en torno al 4 %, con porcentajes de demanda controlable máximos del 25 % sobre cada demanda parcial. En cuanto a la



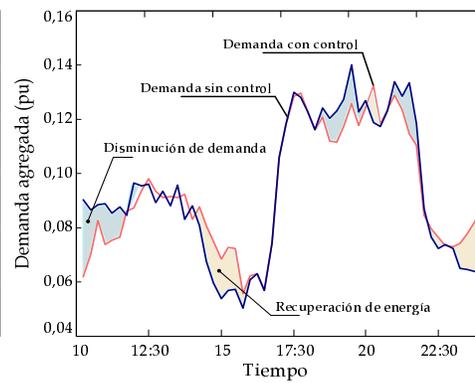
(a) Demanda parcial (1)



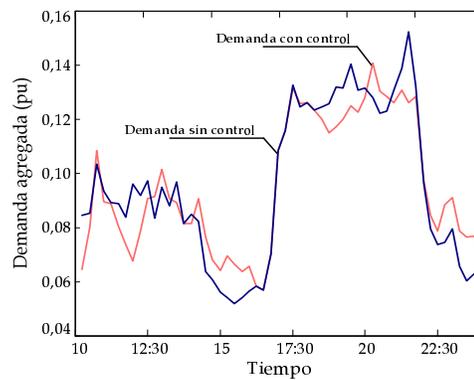
(b) Demanda parcial (2)



(c) Demanda parcial (3)



(d) Demanda parcial (4)



(e) Demanda parcial (5)

Figura VI.18: Datos abril. Curvas de demanda parcial controladas

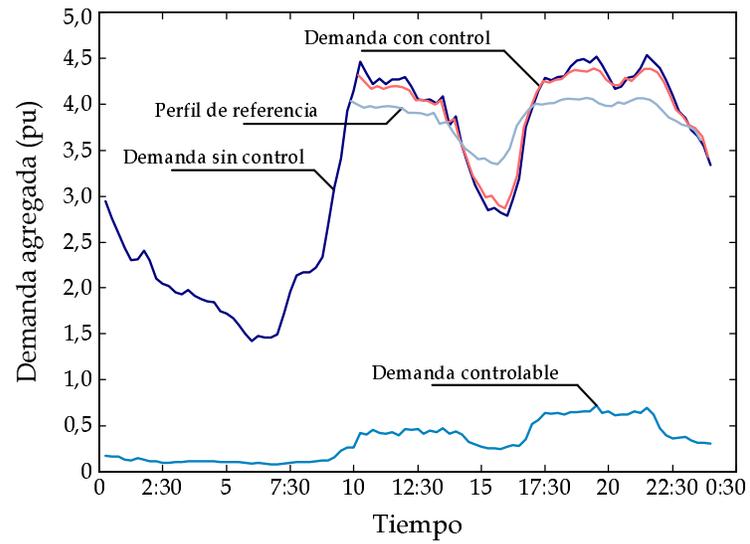


Figura VI.19: Datos abril. Demanda agregada. Aplicación acciones de control

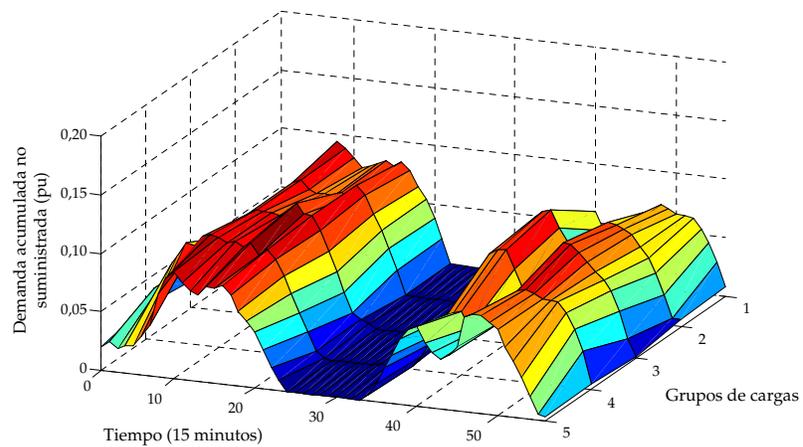


Figura VI.20: Datos abril. Demanda acumulada

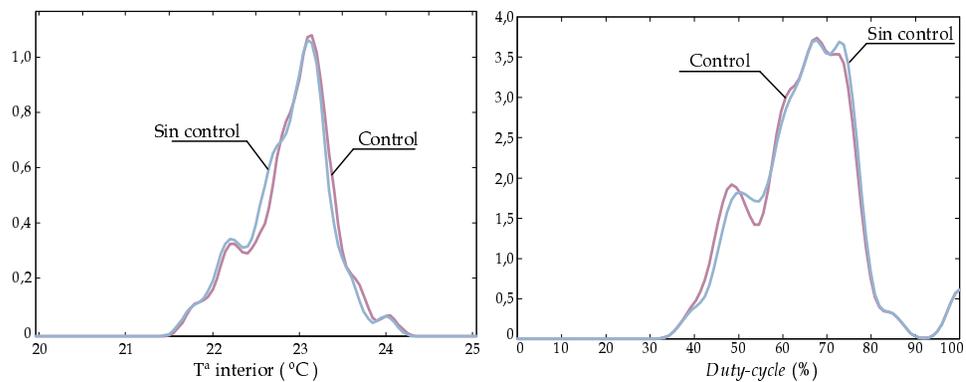
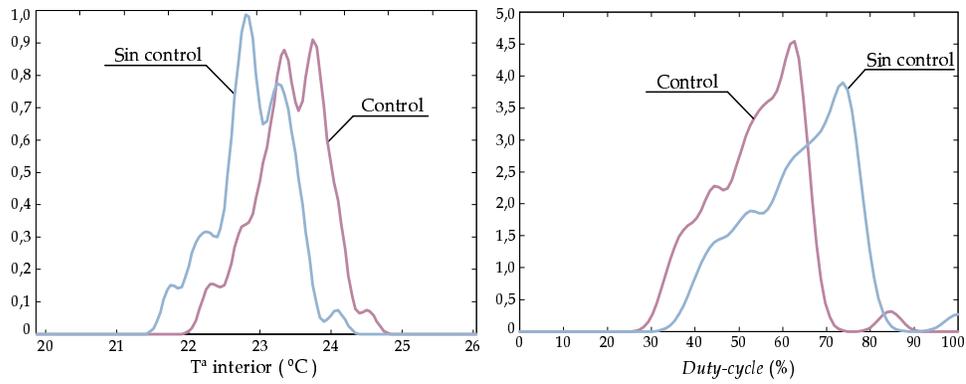


Figura VI.21: Datos abril. Funciones de densidad

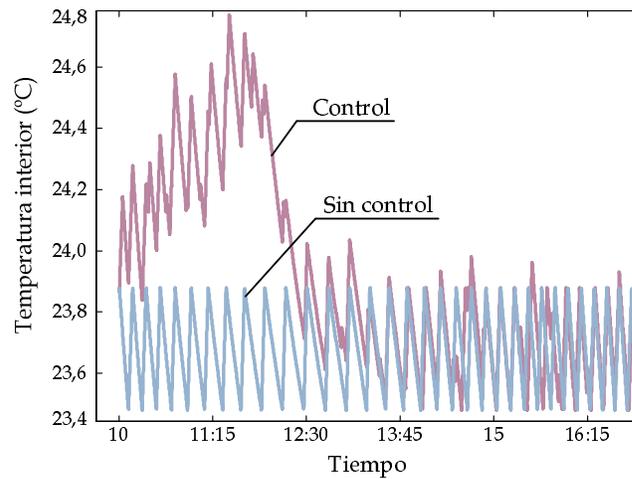


Figura VI.22: Datos abril. Evolución T^a interior elemental

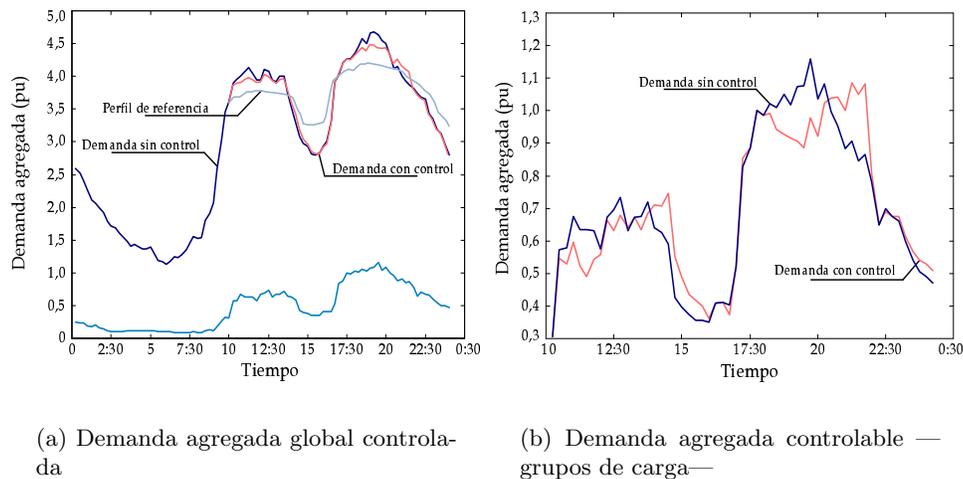


Figura VI.23: Datos enero. Demandas agregadas. Comparación de resultados

energía demandada por los grupos de cargas, ésta disminuyó un 2% con respecto a la demandada en ausencia de control. Por otro lado, se asumieron grupos de carga formados por 100 sistemas elementales, con características de aleatoriedad similares al caso anterior. Con todo ello, la figura VI.23 muestra en (a) la demanda global con control y sin control, así como el perfil de demanda correspondiente al conjunto de grupos de carga controlables. Igualmente, en (b) se recoge dicha demanda parcial, donde puede apreciarse cómo la energía no demandada durante los intervalos de acciones de control restrictivas, es posteriormente suministrada, provocando el aumento de demanda en intervalos de tiempo correspondientes al período valle siguiente.

Las acciones de control aplicadas, así como la energía acumulada no suministrada como consecuencia del control se recogen en las figuras VI.24 y VI.25. Como ejemplo de comportamiento de las demandas parciales, se presenta en la figura VI.26 el perfil correspondiente a una de las *bolsas de consumo*, tanto el global —(a)— como el asociado exclusivamente al grupo de cargas sobre el que se ha aplicado el control —(b)—. En cuanto al comportamiento experimentado por los sistemas elementales a nivel térmico y eléctrico, la figura VI.27 muestra las funciones de densidad correspondientes a la temperatura interior y al *Duty-cycle* de las cargas para dos instantes concretos del período de simulación. El primero de ellos —figuras (a) y (b)— corresponde a instantes donde las acciones de control obligan a una disminución del *Duty-cycle* y, consecuentemente, a un desplazamiento de la función de densidad de la T^a interior hacia valores más elevados —aunque dentro del límite marcado como T^a umbral de control para cada sistema, X_{++}^j —. El segundo instante para el que se han determinado las funciones de densidad —figuras (c) y (d)—, presenta un perfil de T^a muy similar al comportamiento del grupo de cargas sin control. Éste se corresponde con un intervalo de *recuperación energética*, tal y como muestra el perfil de la función de densidad del *Duty-cycle*, con dos crestas significativas, una en torno al 60 – 70% (valores inferiores al correspondiente máximo sin control) y otra sobre el 90 – 100%, la cual se ha resaltado dentro de la gráfica. Resulta conveniente indicar que el máximo de esta segunda cresta se encuentra en torno al 95% y no al 100% por una restricción impuesta inicialmente. Así, cuando una carga elemental entra en período de recuperación y su *Duty-cycle* alcanza el 100%, éste es limitado a un valor

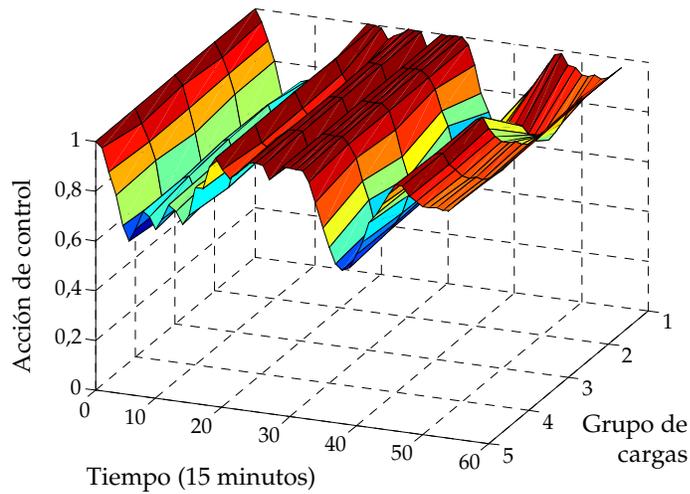


Figura VI.24: Datos enero. Acciones de control

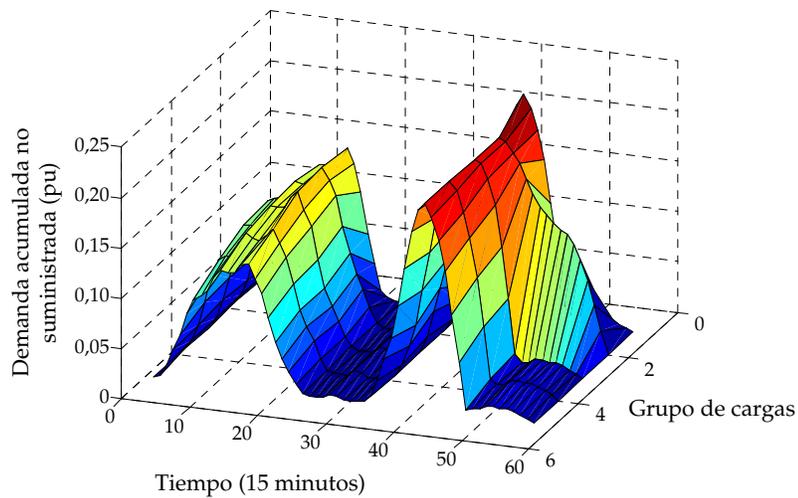


Figura VI.25: Datos enero. Energía acumulada no suministrada

aleatorio entre el 90 % y el 100 %, distribuyendo también los intervalos de *OFF* forzados de manera aleatoria e intentando con ello mitigar el fenómeno de *sincronismo*, típico de estos períodos con acciones de control próximas a la unidad. Por último, la figura VI.28 muestra la evolución de la T^a interior para sendos sistemas elementales escogidos al azar. En sus perfiles pueden apreciarse los aumentos de temperatura como consecuencia de las acciones de control, y sus tendencias hacia la temperatura de consigna cuando dichas acciones se encuentran próximas a la unidad.

Finalmente, se analizarán los resultados obtenidos a partir de curvas de demanda correspondientes al mes de julio de 2001, partiendo igualmente de la diferenciación de cinco *bolsas de consumo* dentro del polígono residencial, y con características térmicas similares a las comentadas con anterioridad. En este caso, se han realizado dos simulaciones, suponiendo que el porcentaje de demanda controlable máximo era del 25 % y del 35 % respectivamente; téngase en cuenta que publicaciones anteriores reflejan una demanda en pico debida a equipos de aire acondicionado alrededor del 50 % del total de la demanda para entornos como los campus universitarios, [Dia00]. La figura VI.29 presenta la curva de demanda agregada global con control, para ambos casos de porcentaje de demandas controlables. Igualmente, indicar que

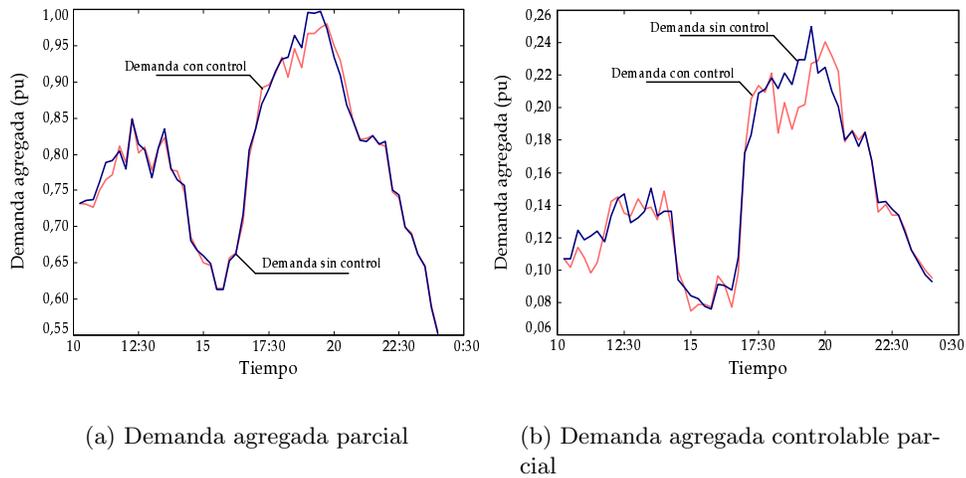


Figura VI.26: Datos enero. Ejemplo demanda agregada parcial controlada

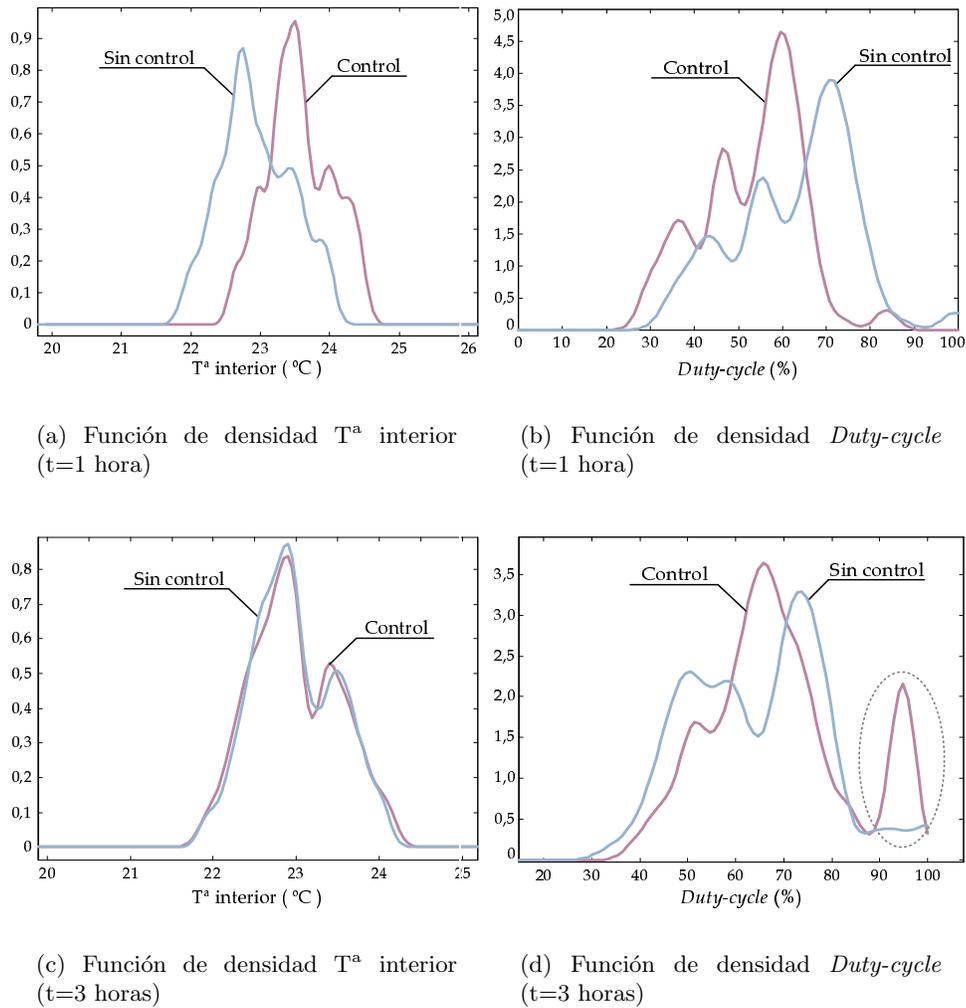


Figura VI.27: Datos enero. Funciones de densidad

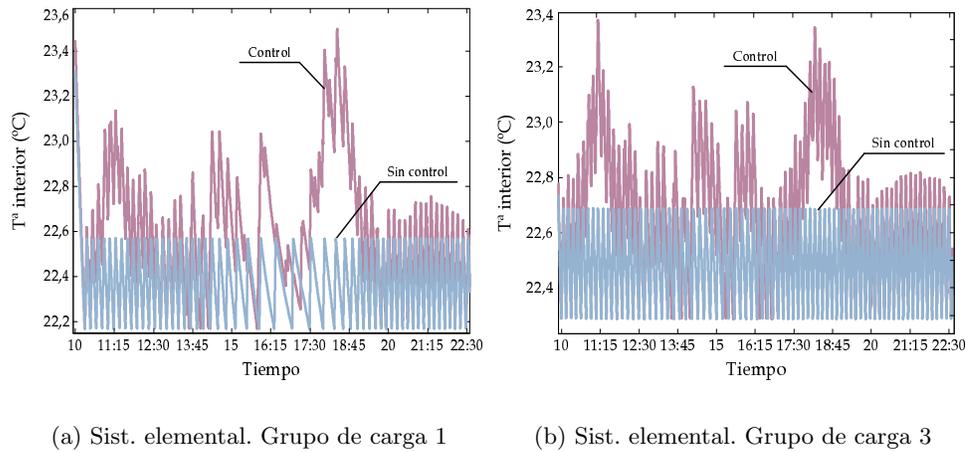
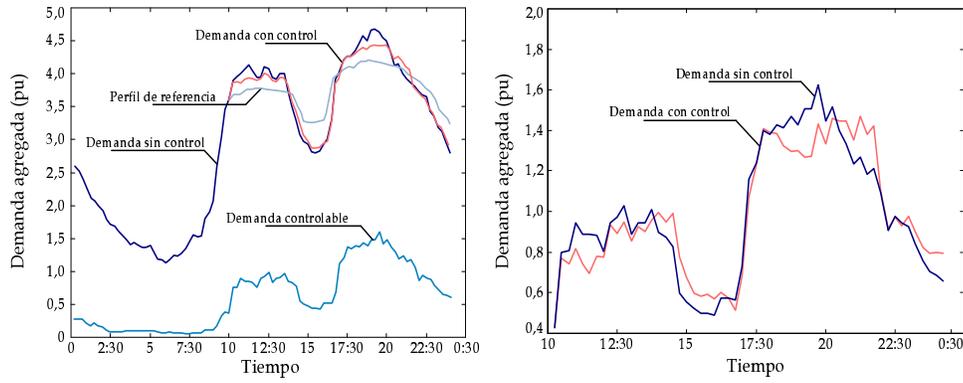


Figura VI.28: Datos enero. Ejemplos T^a interior elementales

la energía demandada con control por los grupos de carga podía diferir hasta en el 10 % con respecto a la demandada en ausencia de control. Tal como puede apreciarse en (c), la reducción del pico de carga estuvo en torno al 4 % para el primer caso, y próxima al 6 % en el segundo, con unas reducciones de energía demandada del 3 % en ambos casos. En cuanto a las acciones de control que posibilitan estas modificaciones en las curvas de demanda global, así como la energía acumulada no demandada como consecuencia del control, las figuras VI.30 y VI.31 presentan los resultados respectivamente para el caso de un porcentaje máximo de energía controlable del 35 %.

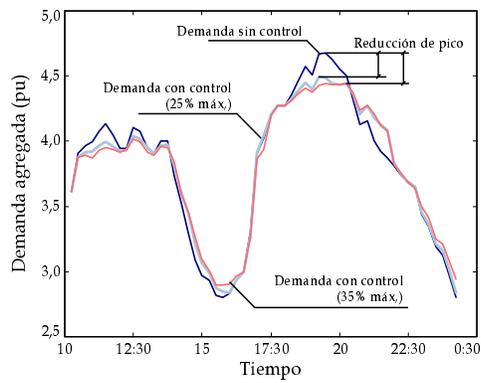
Con el fin de presentar la evolución sufrida por las funciones de densidad durante el período de control, la figura VI.32 recoge, superpuestas, estos perfiles para varios instantes de tiempo, en el caso de contar con un 35 % de demanda controlable máxima. Así, en (a) se aprecia un desplazamiento horizontal de la curva conforme el período de control va aumentando; mientras que en (b) pueden distinguirse los períodos de recuperación energética, caracterizados por la aparición de crestas en la función de densidad en intervalos cercanos al 100 %. Estos aspectos quedan particularizados en la figura VI.33, donde se muestran la evolución de la temperatura interna y del *Duty-cycle* para un sistema elemental concreto, con control y en ausencia de éste. En este caso, los valores de *Duty-cycle* han sido calculados en intervalos de tiempo de 30 minutos, a partir del vector de potencia activa demandada por el equipo. A partir del perfil asociado al *Duty-cycle* puede deducirse que los cerramientos exteriores de esta vivienda poseen una orientación Sur-SurOeste, debido a las horas civiles en las que se produce un aumento natural de la energía demandada, manteniendo invariable la temperatura de consigna del termostato y la carga interna de las estancias. En este sentido, indicar que el proceso implementado permite la modificación en cualquier instante de tiempo del valor de temperatura del termostato, a través de la introducción de un vector de valores de consigna.

Como complemento a los resultados aquí presentados, se repitieron las últimas simulaciones suponiendo que el número de sistemas elementales que forman cada grupo de carga era de 200, en lugar de 100. Con ello se pretendía mostrar la influencia —si existiese— del número de sistemas considerados sobre la forma de los perfiles de las funciones de densidad. Así, la figura VI.34 muestra las funciones de densidad para el caso de que los grupos de carga presentasen una evolución natural, en ausencia



(a) Demanda agregada global (35 % máxima controlable)

(b) Demanda controlada grupos de carga (35 % máxima controlable)



(c) Comparación de resultados

Figura VI.29: Datos julio. Demandas agregadas

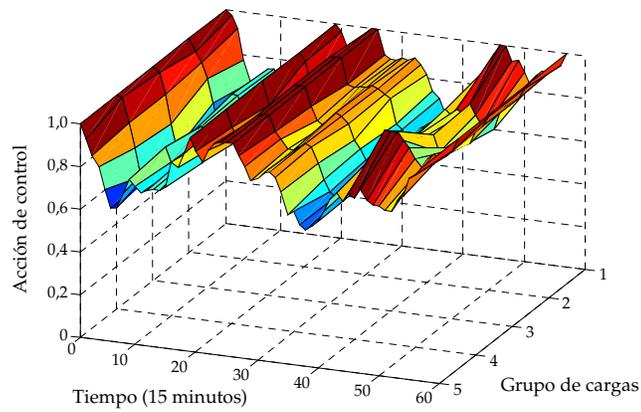


Figura VI.30: Datos julio. Acciones control (35 % máxima controlable)

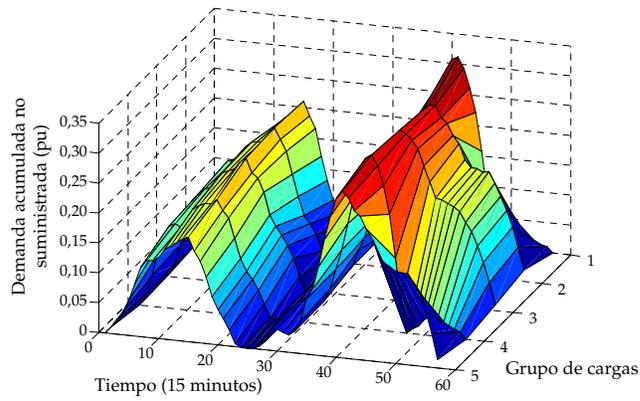
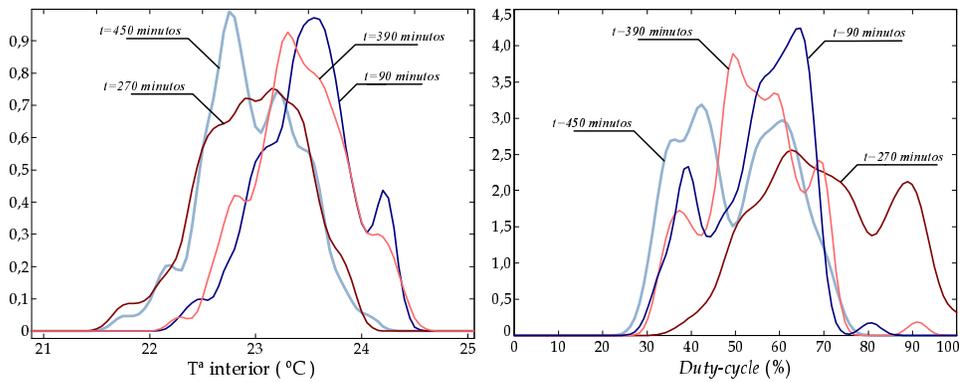


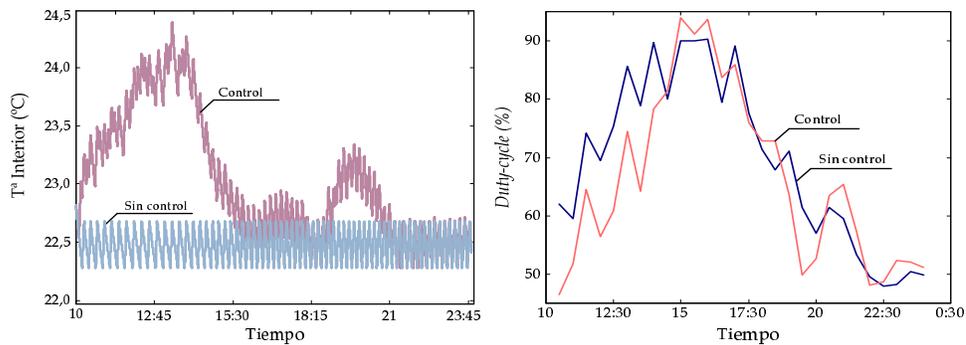
Figura VI.31: Datos julio. Energía acumulada (35 % máxima controlable)



(a) Funciones de densidad T^a interior

(b) Funciones de densidad *Duty-cycle*

Figura VI.32: Datos julio. Evolución funciones de densidad



(a) T^a interior. Evolución elemental

(b) *Duty-cycle*. Evolución elemental

Figura VI.33: Datos julio. Ejemplo evolución sistema elemental

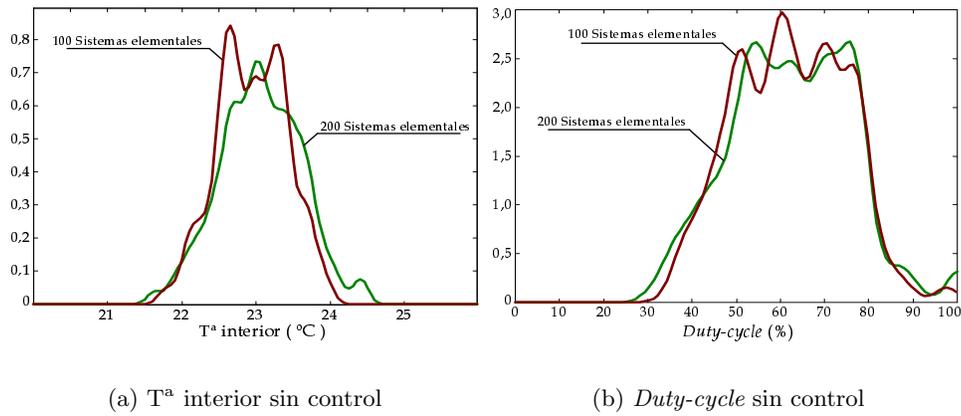


Figura VI.34: Funciones de densidad sin control: modificación sistemas elementales

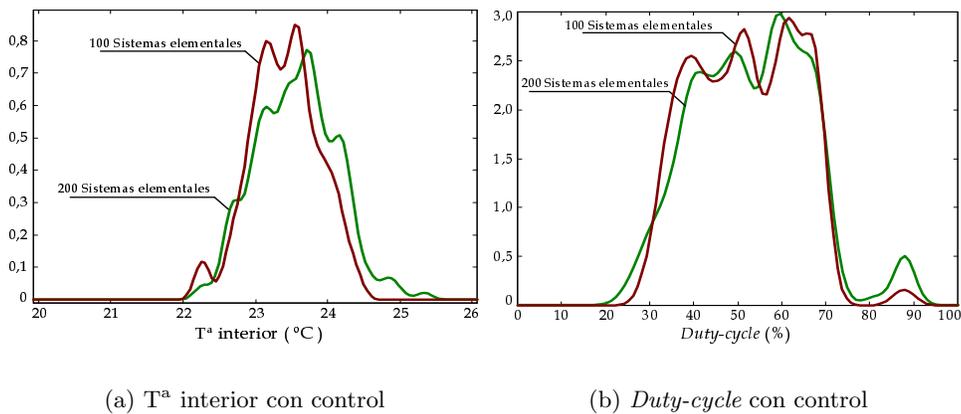


Figura VI.35: Funciones de densidad con control: modificación sistemas elementales

de estrategias de control; mientras que la figura VI.35 presenta las funciones de densidad cuando las acciones de control de la figura VI.30 son aplicadas. Como puede apreciarse, en ambos casos los comportamientos son prácticamente idénticos, de lo que se deduce la posibilidad de determinar el perfil de un determinado grupo de cargas, a pesar de que todas ellas no se encuentren conectadas en un determinado instante de tiempo. Es decir, puede afirmarse que un determinado grupo de cargas posee una función de densidad aproximada, sin necesidad de imponer que todos sus sistemas elementales se encuentren conectados a la red de suministro en ese instante de tiempo —entiéndase el vocablo *conectados* no en el sentido de demanda de energía, sino en la acepción de demanda de servicio por parte del cliente—. Esta conclusión permite estudiar los perfiles de comportamiento de las cargas y los cambios originados por las estrategias de control sin imponer un conocimiento a priori del número de cargas conectadas, dato que si resulta necesario en el análisis del impacto sufrido por la demanda agregada.

VI.2. Acumuladores de Calor

VI.2.1. Introducción

La Gestión de Cargas relativa a equipos de acumulación, entre los que podrían incluirse tanto los acumuladores de frío-calor como los termos eléctricos, requiere un estudio diferente al de las cargas de climatización, debido principalmente al desfase existente entre la demanda de servicio y la demanda energética por parte de los equipos, así como al empleo de tarifas nocturnas, las cuales son en la mayoría de ocasiones determinantes a la hora de fijar los períodos de demanda eléctrica —períodos de carga—. Es más, este tipo de cargas tradicionalmente no han sido controladas de forma directa —a través de una estrategia de control de cargas— sino que su inclusión y empleo dentro de la Gestión de la Demanda se ha limitado a su utilización para el *desplazamiento* de demandas desde períodos pico a valle. Precisamente, es desde este punto de vista desde el que hemos abordado esta problemática, teniendo en cuenta los perfiles de demandas residenciales ya presentados —figuras VI.19, VI.23.(a) y VI.29.(a)—. Así pues, y considerando los dos períodos valle que presentan las curvas de demanda agregada global, la solución propuesta se basa en el empleo de ambos intervalos de tiempo como períodos de carga de los acumuladores, subdividiendo el período de carga actual —limitado a horas nocturnas— en dos períodos: uno que abarcaría la segunda mitad de la noche, y otro emplazado entre las 13 y las 17 horas aproximadamente. Con esto, el efecto de desplazamiento de demanda podría compensar no sólo el valle de las horas nocturnas, sino también el descenso de demanda en horas intermedias del día y, al mismo tiempo, permitiría a los equipos afrontar las horas de la tarde y primeras de la noche con un nivel de carga aceptable. Por otro lado, la utilización de dos períodos de carga posibilitaría la reducción del número de bloques necesarios en los equipos, con la consiguiente disminución de peso y aumento de su movilidad. Esto repercutiría, pues, en la energía global demanda por los equipos, la cual podría, en principio, reducirse aún si el período total de carga fuese mayor que el actual, debido a la reducción de bloques de almacenamiento propuesta.

VI.2.2. Implementación y Discusión de Resultados

Para conocer el comportamiento de equipos de acumulación sometidos a dos períodos de carga, se tomó el modelo de acumulador estático cuyas características se presentaron en la tabla IV.8, y se redujo en la mitad el número de bloques de acumulación, pasando de 8 a 4 bloques, con lo que su potencia nominal aproximada era, pues, de 800 W en lugar de 1600 W. Este equipo fue sometido a diferentes ensayos bajo dos períodos de carga, dentro de un ambiente residencial. Así, la figura VI.36 presenta los datos correspondientes a uno de los ensayos, con un nivel de carga de 4 —sobre 5 posibles en los mandos del acumulador— y un nivel de descarga también de 4. Igualmente, la figura VI.37 recoge los datos obtenidos cuando los períodos de carga se realizan a nivel 5 y los de descarga también a este nivel. Nótese que el período de carga nocturno no coincide exactamente con el actualmente marcado por la tarificación nocturna, sino que para su ubicación se ha tenido en cuenta la proximidad del período valle de la noche así como la futura inclusión de una cierta aleatoriedad en los intervalos de carga, de forma que no todos los equipos comienzan en el mismo instante de tiempo su período de demanda energética —idea ya presente en [Eff92]—. Señalar a este respecto que en núcleos residenciales con una densidad de población muy elevada comienzan a aparecer fenómenos de *picos noc-*

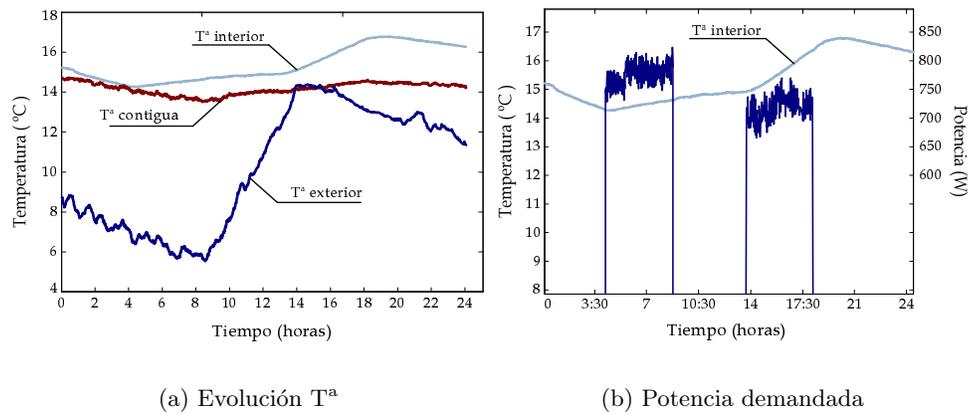


Figura VI.36: Acumuladores: 2 períodos de carga a nivel 4

turnos debido a estas cargas, por lo que incluir una aleatoriedad en sus períodos puede adquirir una importancia cada vez mayor. En cuanto al comportamiento térmico del sistema elemental, en ambos casos la temperatura interna presentó un nivel relativamente constante durante el período de mañana, llegando a experimentar un aumento conforme se acerca el período nocturno, favorecido por esa segunda carga en las primeras horas de la tarde.

A modo de complemento, la figura VI.38 muestra el comportamiento a nivel eléctrico del equipo, recordando que el número de bloques se ha reducido a la mitad. En (a) se recogen las ondas de tensión e intensidad, y en (b) la potencia instantánea resultante del producto de las dos anteriores. Como puede apreciarse, el comportamiento es prácticamente resistivo puro, con un ligero adelanto de la onda de intensidad debido, probablemente, a pequeñas imprecisiones en las pinzas amperimétricas empleadas.

Por tanto, y a la vista de los datos aquí comentados, parece factible la inclusión de dos períodos de carga, con la consecuente disminución tanto del pico de demanda correspondiente a la mañana como del correspondiente a la tarde. Además, con esta política de cargas, el cliente podría ser más exacto a la hora de seleccionar el nivel de carga deseado, ya que el intervalo sobre el que posteriormente va a hacer uso de ésta es considerablemente más reducido, al quedar cada día fraccionado en dos mitades. Por otro lado, los niveles de aislamiento no tendrían que ser tan severos, ya que los períodos de almacenamiento y empleo energético estarían, normalmente, más próximos en el tiempo. En cualquier caso, tal vez la solución ideal (óptima) pase por un sistema mixto, formado por acumulación + resistencias de apoyo, con los dos períodos de carga comentados, y donde el problema de acondicionamiento de una vivienda o de una estancia queda solucionado por estos dos pilares principales: demanda energética instantánea y almacenamiento energético.

Bibliografía

- [Che95] J. Chen, F. N. Lee, A. M. Breipohl, R. Adapa. *Scheduling direct load control to minimize system operational cost*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 4, (1995), pp. 1994–2001
- [Dia00] G. Diana, P. Govender. *Demand side management: a case study of a tertiary institution*. Conference on Electric Utility Deregulation and Restruc-

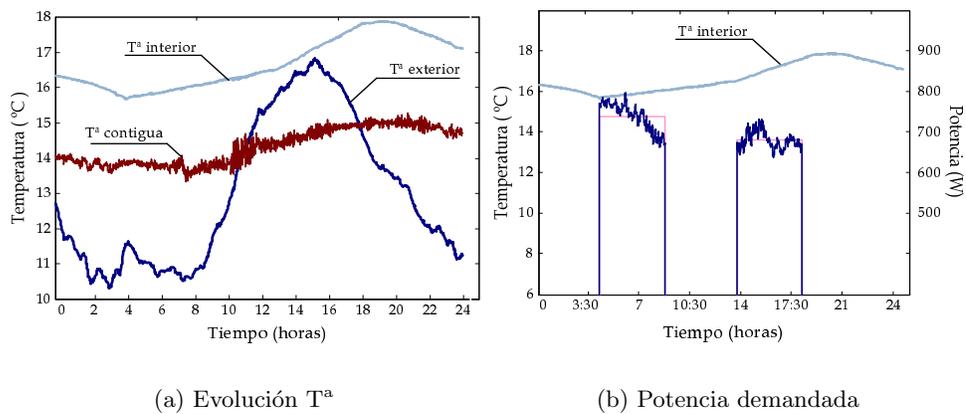


Figura VI.37: Acumuladores: 2 períodos de carga a nivel 5

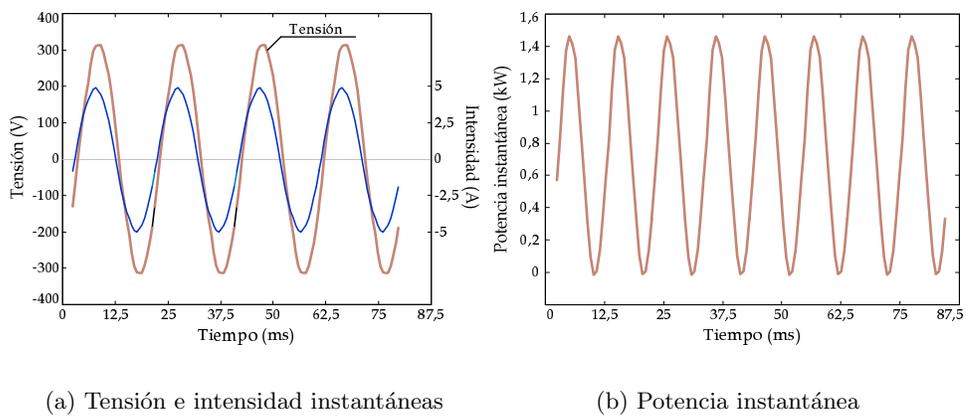


Figura VI.38: Acumuladores: comportamiento eléctrico

-
- turing and Power Technologies, (2000), pp. 419–424
- [Eff92] L. Effler, G. Schellstede. *Optimization of energy procurement and load management*. IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 1, (1992), pp. 327–333
- [FEC99] FECSA. *Gestión de la demanda*. <http://www.fecsa.es> (1999)
- [Fue01] J. A. Fuentes. *Modelos eléctricos de respuesta de cargas: obtención y aplicación a la identificación de usos finales en bajos niveles de agregación*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena (Julio 2001)
- [Mar88] A. G. Martins. *Energy management systems. Demand-side management and electricity end-use efficiency*, eds. A. T. D. Almeida, A. H. Rosenfeld, pp. 127–144. Kluwer Academic Publishers, 1988
- [Rek94] G. Reklaitis, A. Ravindran, K. Ragsdell. *Engineering Optimization. Methods and Applications*. Wiley-Interscience Publication, 1994

CAPÍTULO VII

Conclusiones

Este capítulo recoge las conclusiones y aportaciones principales derivadas del trabajo realizado, así como las futuras líneas de investigación que, teniendo en cuenta todo lo aquí expuesto, emergen como posibles vías para continuar esta labor y completarla. Con el fin de facilitar la lectura de las conclusiones y aportaciones, éstas se han clasificado atendiendo a los principales problemas abordados en esta tesis: modelización de cargas elementales, agregación y estrategias de Gestión de Cargas.

VII.1. Conclusiones y Aportaciones de la Tesis

VII.1.1. Modelos Elementales de Carga

Se ha realizado una revisión bibliográfica acerca de los modelos elementales de cargas eléctricas residenciales desarrollados durante las últimas dos décadas dentro del campo de la Gestión de Cargas.

Dentro de los modelos físicos publicados, los más extendidos, se ha comprobado que ofrecen resultados satisfactorios para períodos de simulación de corta duración —del orden de minutos—, pero que presentan errores de predicción cuando el período a simular comprende varias horas. Teniendo en cuenta los trabajos publicados con anterioridad, se han desarrollado nuevos modelos físicos que permiten simular, con un nivel de exactitud aceptable y durante períodos del orden de horas —duración habitual de una estrategia de control—, el comportamiento eléctrico y térmico de cargas residenciales de aire acondicionado, bomba de calor, y acumuladores de calor, tanto en funcionamiento normal como en el caso de modificar exteriormente sus patrones de consumo. Para la resolución de los modelos desarrollados se ha empleado la analogía existente entre los procesos de transmisión de calor y el comportamiento de los circuitos eléctricos, definiendo así un *circuito eléctrico equivalente* al sistema carga-entorno. En éste, se han considerado explícitamente parámetros que, en modelos anteriores, fueron obviados o bien introducidos de forma conjunta mediante elementos equivalentes. Igualmente, se ha incluido y validado un módulo para el cálculo estimativo de la radiación solar incidente en función de la orientación, hora y día del año.

Los modelos elementales han sido implementados con la ayuda de *Matlab-Simulink*, y validados a partir de ensayos realizados en diversos sistemas residenciales. Estos ensayos han permitido proponer algunas simplificaciones sobre los modelos inicialmente desarrollados, sin que ésto conlleve una pérdida notable de exactitud. En cuanto a la estimación de los parámetros térmicos, se ha implementado un proceso de minimización que permite obtenerlos de forma aproximada, a partir de datos reales, e imponiendo como restricción un intervalo práctico de valores para cada uno de ellos.

Por último, se ha empleado una técnica de modelado radicalmente, en su concepto, opuesta a la anterior, basada en redes neuronales, comprobando las ventajas de esta metodología y comparando los resultados obtenidos con ambos modelos. Dadas las diferencias en los comportamientos dinámicos de las variables eléctrica —demanda de los equipos— y térmica —evolución de la temperatura controlada—, ha sido necesario entrenar dos redes neuronales, cada una de ellas asociada a una variable de salida, con resultados muy similares a los obtenidos con el modelo físico. En cuanto a las ventajas de esta metodología destaca la posibilidad de obviar tanto los parámetros como las expresiones que rigen el comportamiento del sistema; como inconvenientes se tiene la imposibilidad de estudiar la importancia relativa de cada fenómeno considerado y los cambios que se producen en la evolución del sistema cuando los parámetros son modificados.

Con todo esto, se propone emplear un modelo físico para simular cargas residenciales elementales, pudiendo estimar con suficiente exactitud diferentes perfiles de demanda y comportamientos térmicos, en función de los parámetros fijados y de las entradas consideradas —variables climáticas, carga interior . . .—.

VII.1.2. Agregación de Cargas Elementales

Al igual que con los modelos elementales, y previamente a abordar el problema de la agregación, se ha elaborado un estado del arte de las metodologías desarrolladas dentro del campo de la Gestión de Cargas. A partir de este estudio, puede afirmarse que la mayoría de soluciones adoptadas parten del análisis del comportamiento de cargas elementales, procediendo posteriormente a estimar su evolución agregada a partir de los valores correspondientes a cada carga individual. Éste también ha sido el planteamiento adoptado en esta tesis, empleando para ello los modelos elementales obtenidos anteriormente. Por tanto, y teniendo en cuenta tanto las publicaciones existentes como las sugerencias planteadas desde el departamento de Matemática Aplicada y Estadística, hemos escogido e implementado, bajo *Matlab-Simulink*, dos técnicas de agregación: método de discretización de Euler-Maruyama, y estimaciones tipo núcleo.

La primera de ellas, debido a las características específicas de este problema, no proporcionó los resultados esperados. Así, las curvas de comportamiento agregado presentaban considerables oscilaciones, y no permitían evaluar de forma eficiente la importancia relativa de los diferentes parámetros —número de sistemas elementales considerados, variabilidad de los elementos térmicos . . .—. En cuanto a la segunda técnica de agregación, ésta sí mostró su idoneidad para el estudio agregado de cargas. Las funciones de densidad asociadas a la temperatura de los sistemas y al *Duty-cycle* de los equipos reflejan con claridad las características térmicas y eléctricas del conjunto, para el período de tiempo simulado, ofreciendo una visión general del estado del grupo de cargas y permitiendo realizar una primera valoración sobre la conveniencia —o no— de aplicar una determinada estrategia de Gestión de Cargas. En cuanto a sus ventajas con respecto al método de agregación de *Fokker-Planck*, uno de los más comúnmente empleados en los últimos años, destacan las siguientes:

- Una mayor facilidad para asumir cierta variabilidad en los parámetros de las ecuaciones que modelan cada sistema elemental. Esto repercute en resultados agregados más próximos a la realidad que en el caso de introducir solamente como elemento variable un término de ruido — $W'(t)$ —.
- La posibilidad de emplear directamente esta metodología sobre sistemas elementales de diferente orden de estado, sin aumentar por ello la complejidad matemática del conjunto. *Fokker-Planck* puede encontrarse aplicado en la mayoría de casos a sistemas de primer orden, no siendo inmediata su utilización con sistemas de orden superior.
- Una visión más global de los resultados, ya que se obtiene una sola función de densidad que recoge el comportamiento del conjunto; mientras que la metodología de *Fokker-Planck* propone una subdivisión en dos funciones de densidad, de acuerdo a los dos estados en que puede encontrarse la variable $m(t)$.

Hay que destacar que la metodología basada en estimaciones tipo núcleo permite caracterizar el comportamiento de grupos de cargas, aún cuando no se tenga un conocimiento exacto del número de éstas que se encuentran conectadas a la red en cada momento; obteniéndose perfiles para las funciones de densidad prácticamente idénticos dentro de un rango relevante de cargas elementales consideradas. Esta propiedad permite, así, estudiar grupos de cargas elementales y su comportamiento frente a estrategias de Gestión de Cargas con cierta independencia del número exacto de clientes sometidos a dichas acciones.

Por otro lado, y a partir de las simulaciones realizadas para obtener la demanda eléctrica agregada de varios grupos de cargas de aire acondicionado, se concluyó que el perfil de dicha demanda podía emplearse como herramienta para determinar el nivel de sincronismo existente entre las cargas. Así, oscilaciones notables en las curvas de demanda agregada implicaría la presencia de un comportamiento predominante dentro del grupo y, por tanto, una simultaneidad en la demanda de energía eléctrica, con la posible aparición de picos no deseados. Igualmente, el estudio de este fenómeno puede aplicarse para estimar si el nivel de aleatoriedad introducido en las simulaciones es el adecuado o no; asociando entonces la presencia de oscilaciones a la falta de variabilidad en los parámetros que rigen el comportamiento de cada sistema individual. A nivel práctico, permitiría definir el número mínimo de cargas que conforman un grupo, así como el intervalo de variación exigible a cada parámetro.

De manera análoga al estudio anterior, se analizó también la relación existente entre la demanda agregada de estos equipos y su *Duty-cycle*. En este caso, puede afirmarse que, suponiendo el mismo valor de *Duty-cycle* para todas las cargas, la demanda agregada —en p.u. respecto a la demanda máxima— tendería hacia dicho valor siempre que el nivel de aleatoriedad considerado en los parámetros y el número de sistemas elementales presentes en cada grupo fuese suficientemente elevado. Por tanto, como en las situaciones reales tenemos un conjunto de cargas con diferentes valores de *Duty-cycle*, lo único que puede concluirse, si se conociese el valor de demanda agregada en un instante respecto al máximo, es que dicha relación tenderá hacia el valor medio de *Duty-cycle* de los equipos, dependiendo ahora también esta tendencia de la dispersión de valores de *Duty-cycle*.

VII.1.3. Estrategias de Gestión de Cargas

De nuevo, el punto de partida en este caso se ha situado en la revisión bibliográfica realizada acerca de los algoritmos y propuestas publicadas sobre las estrategias de Gestión de Cargas. Una vez adquirida la información suficiente sobre este tema, y de acuerdo a las cargas elementales modeladas, el problema se ha abordado desde dos puntos de vista: desarrollo e implementación de algoritmos de control para cargas de climatización, y estrategias de gestión para cargas de acumulación de calor.

En cuanto a las cargas de climatización, se han propuesto dos perspectivas desde las que abordar el desarrollo de algoritmos de control: aleatoria y determinística. La primera de ellas ha permitido conocer el comportamiento de las cargas cuando las acciones de control son escogidas de forma aleatoria para cada sistema elemental. Indicar, que, si bien este tipo de metodología permite atenuar fenómenos tales como el sincronismo de las cargas, no resulta del todo adecuada para alcanzar modificaciones prefijadas de la curva de demanda, siendo necesario escoger una gran cantidad de parámetros por parte de quien implemente las acciones. Por tal motivo, el problema del control se centró en la búsqueda de algoritmos que ofreciesen, a partir de un perfil de curva de demanda deseada, una estrategia de control tal que minimizase las discrepancias entre dicha curva y la demanda total agregada —perspectiva determinística—. El problema se abordó siguiendo la metodología del control predictivo, definiendo e implementando una función de costes, un horizonte de predicción y un conjunto de restricciones con las que tener en cuenta tanto las preferencias de los clientes como las limitaciones del control. Esta herramienta ha resultado ser eficiente para la búsqueda de estrategias de control óptimas, permitiendo controlar varios grupos de carga simultáneamente e integrándose con los bloques

ya desarrollados para simular el comportamiento tanto agregado como individual de las cargas controladas. Se cuenta, pues, con un proceso automatizado de búsqueda y simulación de estrategias de control aplicadas sobre cargas de climatización, una vez definidos los objetivos deseados sobre la curva de demanda agregada global.

Respecto a las cargas de acumulación de calor, y de acuerdo a su modo de funcionamiento, se propone la modificación tanto de sus períodos de carga como de su capacidad de acumulación. Así, se ha introducido un período intermedio de carga aprovechando la presencia de valles diurnos, con lo que podría tanto acortarse el período de carga nocturna como reducirse la capacidad de acumulación, con la consecuente disminución de volumen y precio. Se han realizado ensayos con acumuladores estáticos comerciales disminuyendo a la mitad el número de bloques e introduciendo ambos períodos de carga, comprobando inicialmente la viabilidad de esta estrategia y la mayor flexibilidad de los equipos. Por último, los modelos elementales desarrollados se han validado también en estas condiciones, ofreciendo resultados satisfactorios.

VII.2. Líneas Futuras de Investigación

A partir del trabajo desarrollado en esta tesis, se proponen las siguientes líneas sobre las que continuar la labor de investigación aquí comenzada.

- Estudio y modelado de acumuladores de frío, realizando un proceso similar al desarrollado con los acumuladores de calor y completándolo con la viabilidad que este tipo de equipos puedan presentar para su integración en el sector residencial.
- Análisis de sistemas mixtos. Posiblemente, este tipo de equipos, con parte de acumulación como apoyo a su funcionamiento ordinario, sea una de las soluciones intermedias que ofrece cargas de más alta flexibilidad.
- Implementación de las estrategias de control. Las herramientas desarrolladas permiten la simulación de las estrategias de control determinadas y su efecto sobre el comportamiento eléctrico y térmico de las cargas. Sería deseable poder implementar estas acciones y comprobar su efectividad real sobre curvas de demanda, comparando las modificaciones obtenidas con las previstas.
- Estudio de sistemas de comunicación empresa-cliente. Para implementar de forma eficiente las estrategias de control comentadas anteriormente, resultaría necesario realizar un análisis en profundidad acerca del proceso más adecuado para comunicar con las cargas. Se propone emplear sistemas bidireccionales que permitan interrogar el estado de las mismas, por tal motivo, el medio más adecuado pensamos que es la propia red de suministro, de acuerdo a los intentos que se están desarrollando para dar servicio de Internet en baja tensión y a los nuevos productos dirigidos a acoplar redes de media tensión para proporcionar acceso a Internet de alta velocidad.

Obtención de Matrices de Espacio de Estados

A.1. Solución General del Sistema Inicial

La figura A.1 recoge el circuito equivalente que caracteriza el comportamiento general de las cargas residenciales modeladas. Este circuito fue introducido en el capítulo dedicado al desarrollo y validación de los modelos elementales —figura IV.7—, y ahora se presenta con la asignación a cada elemento —tanto activo como pasivo— de una nomenclatura específica que, al tiempo que los caracterice, permita una resolución más ágil del sistema. Se enumeran, a continuación, todos los parámetros considerados, divididos en varios bloques en función de su naturaleza.

Variables de Estado : Temperatura media de los elementos del sistema

- x_{ce} : T^a media de los cerramientos exteriores
- x_{int} : T^a media del espacio interior acondicionado
- x_{ti} : T^a media de la tabiquería interior
- x_{st} : T^a media suelos y techo

Elementos Pasivos : Resistencias de conducción/convección y capacidades térmicas

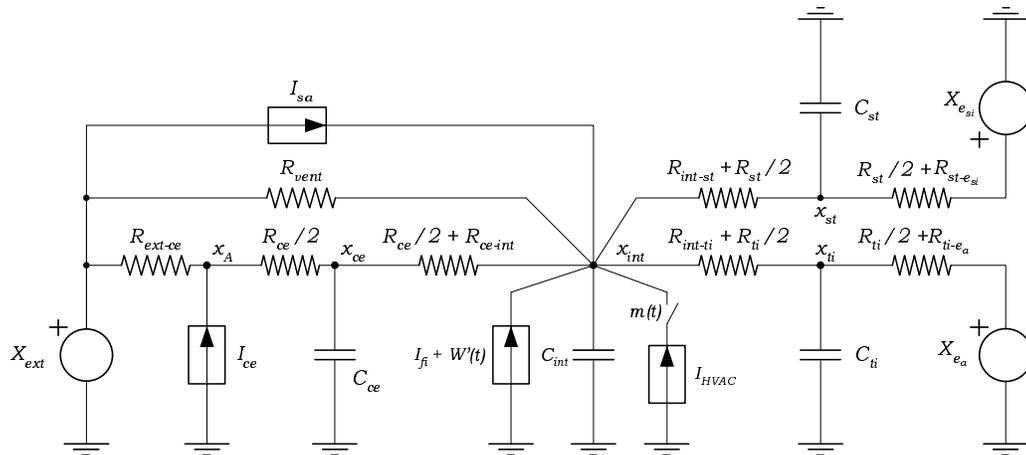


Figura A.1: Circuito eléctrico equivalente. Parámetros

- C_{ce} : Capacidad térmica equivalente de los cerramientos exteriores
 C_{int} : Capacidad térmica equivalente de la estancia interior —considerando el mobiliario como un volumen ocupado por madera—
 C_{ti} : Capacidad térmica equivalente de la tabiquería interior
 C_{st} : Capacidad térmica equivalente del suelo y el techo
 R_{ext-ce} : Resistencia térmica de convección entre el entorno y la superficie exterior de los cerramientos
 R_{ce} : Resistencia térmica de conducción a través de cerramientos (considerado sólo la dirección perpendicular al mismo)
 R_{ce-int} : Resistencia térmica de convección entre la superficie interior —cara interior— de los cerramientos y el ambiente interior
 R_{vent} : Resistencia térmica de conducción entre el exterior y el ambiente interior a través de las superficies acristaladas
 R_{int-ti} : Resistencia térmica de convección entre el ambiente interior y la tabiquería interior
 R_{ti} : Resistencia térmica de conducción a través de la tabiquería interior (considerando sólo la dirección perpendicular a éstas)
 R_{ti-ea} : Resistencia térmica de convección entre la tabiquería y los espacios adyacentes al considerado
 R_{int-st} : Resistencia térmica de convección entre el ambiente interior y el suelo-techo
 R_{st} : Resistencia térmica de conducción a través del suelo y el techo (considerado sólo en dirección transversal a los mismos)
 $R_{st-e_{si}}$: Resistencia térmica de convección entre el suelo y el techo y los espacios adyacentes —superior e inferior—

Elementos Activos : T^a ambiente, radiación solar y flujos de calor adicionales

- X_{ext} : T^a ambiente
 X_{ea} : T^a de los espacios adyacentes a la estancia considerada
 $X_{e_{si}}$: T^a de los espacios superior e inferior a la estancia considerada
 I_{ce} : Radiación solar incidente sobre los cerramientos exteriores
 I_{sa} : Radiación solar incidente sobre superficies acristaladas — este flujo energético puede aproximarse a una carga interior prácticamente instantánea—
 I_{fi} : Fuentes de aportación interna de carga
 I_{HVAC} : Flujo energético asociado a la carga elemental —positivo o negativo en función del tipo de carga—
 $W'(t)$: Flujo energético que modela errores en la asignación de valores a los parámetros, así como en los flujos indicados anteriormente —incluyendo el debido a la radiación solar—.

Así pues, partiendo de la figura A.1 y de las variables de estado indicadas, se plantean las siguientes expresiones,

$$\frac{x_A - x_{ce}}{R_{ce}/2} = \frac{X_{ext} - x_A}{R_{ext-ce}} + I_{ce} \quad (\text{A.1})$$

$$C_{ce} D x_{ce} = \frac{x_A - x_{ce}}{R_{ce}/2} - \frac{x_{ce} - x_{int}}{R_{ce}/2 + R_{ce-int}} \quad (\text{A.2})$$

$$C_{int} D x_{int} = \frac{X_{ext} - x_{int}}{R_{vent}} + \frac{x_{ce} - x_{int}}{R_{ce}/2 + R_{ce-int}} + \frac{x_{st} - x_{int}}{R_{int-st} + R_{st}/2} + \frac{x_{ti} - x_{int}}{R_{int-ti} + R_{ti}/2} + I_{sa} + I_{fi} + I_{HVAC} \cdot m(t) + W'(t) \quad (\text{A.3})$$

$$C_{ti} D x_{ti} = \frac{X_{ea} - x_{ti}}{R_{ti}/2 + R_{ti-ea}} - \frac{x_{ti} - x_{int}}{R_{int-ti} + R_{ti}/2} \quad (\text{A.4})$$

$$C_{st} D x_{st} = \frac{X_{esi} - x_{st}}{R_{st}/2 + R_{st-esi}} - \frac{x_{st} - x_{int}}{R_{int-st} + R_{st}/2}, \quad (\text{A.5})$$

si de (A.1) se despeja x_A y se sustiye en (A.2), ésta última quedaría del siguiente modo:

$$C_{ce} D x_{ce} = \frac{1}{R_{ce}/2} \left[\frac{1}{\frac{1}{R_{ce}/2} + \frac{1}{R_{ext-ce}}} \right] \cdot \left(\frac{X_{ext}}{R_{ext-ce}} + I_{ce} + \frac{x_{ce}}{R_{ce}/2} \right) - \frac{x_{ce}}{R_{ce}/2} - \left(\frac{x_{ce} - x_{int}}{R_{ce}/2 + R_{ce-int}} \right), \quad (\text{A.6})$$

reordenando y agrupando términos se llega a:

$$C_{ce} D x_{ce} = \left(\frac{R_{ext-ce}}{R_{ce}/2} \frac{1}{R_{ext-ce} + R_{ce}/2} - \frac{1}{R_{ce}/2} - \frac{1}{R_{ce-int} + R_{ce}/2} \right) \cdot x_{ce} + \frac{x_{int}}{R_{ce}/2 + R_{ce-int}} + \frac{X_{ext}}{R_{ext-ce} + R_{ce}/2} + \frac{R_{ext-ce}}{R_{ext-ce} + R_{ce}/2} \cdot I_{ce}, \quad (\text{A.7})$$

la cual supone la primera de las ecuaciones de estado. Procediendo de la misma forma con el resto de expresiones anteriores obtendríamos el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
C_{int}Dx_{int} &= \frac{1}{R_{ce}/2 + R_{ce-int}} \cdot x_{ce} - \\
&- \left(\frac{1}{R_{vent}} + \frac{1}{R_{ce}/2 + R_{ce-int}} + \frac{1}{R_{int-st} + R_{st}/2} + \frac{1}{R_{int-ti} + R_{ti}/2} \right) \cdot x_{int} + \\
&+ \frac{x_{ti}}{R_{int-ti} + R_{ti}/2} + \frac{x_{st}}{R_{int-st} + R_{st}/2} + \frac{X_{ext}}{R_{vent}} + \\
&+ I_{sa} + I_{fi} + I_{HVAC} \cdot m(t) + W'(t)
\end{aligned} \tag{A.8}$$

$$\begin{aligned}
C_{ti}Dx_{ti} &= \frac{x_{int}}{R_{int-ti} + R_{ti}/2} - \left(\frac{1}{R_{ti}/2 + R_{ti-e_a}} + \frac{1}{R_{int-ti} + R_{ti}/2} \right) \cdot x_{ti} + \\
&+ \frac{1}{R_{ti}/2 + R_{ti-e_a}} \cdot X_{e_a}
\end{aligned} \tag{A.9}$$

$$\begin{aligned}
C_{st}Dx_{st} &= \frac{x_{int}}{R_{int-st} + R_{st}/2} - \left(\frac{1}{R_{st}/2 + R_{st-e_{si}}} + \frac{1}{R_{int-st} + R_{st}/2} \right) \cdot x_{st} + \\
&+ \frac{1}{R_{st}/2 + R_{st-e_{si}}} \cdot X_{e_{si}}.
\end{aligned} \tag{A.10}$$

Con el fin de agilizar las operaciones sobre estas expresiones, una primera simplificación en la notación empleada será sumar las resistencias térmicas de convección —exterior o interior, según corresponda— y de conducción que aparecen conjuntamente en los denominadores de las fracciones anteriores, así, definiendo:

$$R_{ext-ce/2} = R_{ext-ce} + R_{ce}/2 \tag{A.11}$$

$$R_{ce/2-int} = R_{ce}/2 + R_{ce-int} \tag{A.12}$$

$$R_{int-st/2} = R_{int-st} + R_{st}/2 \tag{A.13}$$

$$R_{int-ti/2} = R_{int-ti} + R_{ti}/2 \tag{A.14}$$

$$R_{ti/2-e_a} = R_{ti}/2 + R_{ti-e_a} \tag{A.15}$$

$$R_{st/2-e_{si}} = R_{st}/2 + R_{st-e_{si}}, \tag{A.16}$$

puede reescribirse el sistema de ecuaciones de espacio de estados anterior de la forma:

$$\begin{aligned}
Dx_{ce} &= \frac{1}{C_{ce}} \cdot \left(\frac{R_{ext-ce}}{R_{ce}/2 \cdot R_{ext-ce/2}} - \frac{1}{R_{ce}/2} - \frac{1}{R_{ce/2-int}} \right) \cdot x_{ce} + \\
&+ \frac{x_{int}}{C_{ce} \cdot R_{ce/2-int}} + \frac{X_{ext}}{C_{ce} \cdot R_{ext-ce/2}} + \frac{R_{ext-ce}}{C_{ce} \cdot R_{ext-ce/2}} \cdot I_{ce}
\end{aligned} \tag{A.17}$$

$$\begin{aligned}
Dx_{int} = & \frac{1}{C_{int} \cdot R_{ce/2-int}} \cdot x_{ce} - \\
& - \frac{1}{C_{int}} \cdot \left(\frac{1}{R_{vent}} + \frac{1}{R_{ce/2-int}} + \frac{1}{R_{int-st/2}} + \frac{1}{R_{int-ti/2}} \right) \cdot x_{int} + \\
& + \frac{x_{ti}}{C_{int} \cdot R_{int-ti/2}} + \frac{x_{st}}{C_{int} \cdot R_{int-st/2}} + \frac{X_{ext}}{C_{int} \cdot R_{vent}} + \\
& + \frac{1}{C_{int}} [I_{sa} + I_{fi} + W'(t)] + \frac{1}{C_{int}} \cdot I_{HVAC} \cdot m(t)
\end{aligned} \tag{A.18}$$

$$\begin{aligned}
Dx_{ti} = & \frac{x_{int}}{C_{ti} \cdot R_{int-ti/2}} - \frac{1}{C_{ti}} \left(\frac{1}{R_{ti/2-ea}} + \frac{1}{R_{int-ti/2}} \right) \cdot x_{ti} + \\
& + \frac{1}{C_{ti} \cdot R_{ti/2-ea}} \cdot X_{ea}
\end{aligned} \tag{A.19}$$

$$\begin{aligned}
Dx_{st} = & \frac{x_{int}}{C_{st} \cdot R_{int-st/2}} - \frac{1}{C_{st}} \cdot \left(\frac{1}{R_{st/2-esi}} + \frac{1}{R_{int-st/2}} \right) \cdot x_{st} + \\
& + \frac{1}{C_{st} \cdot R_{st/2-esi}} \cdot X_{esi}.
\end{aligned} \tag{A.20}$$

Estas ecuaciones, expresadas en su forma matricial, permiten identificar las entradas de las matrices de estado $[A]$ y $[B]$. Así, se tendría para la matriz $[A]$:

$$a_{11} = \frac{1}{C_{ce}} \cdot \left(\frac{R_{ext-ce}}{R_{ce/2} \cdot R_{ext-ce/2}} - \frac{1}{R_{ce/2}} - \frac{1}{R_{ce/2-int}} \right) \tag{A.21}$$

$$a_{12} = \frac{1}{C_{ce} \cdot R_{ce/2-int}} \tag{A.22}$$

$$a_{21} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{ce/2-int}} \tag{A.23}$$

$$a_{22} = - \frac{1}{C_{int}} \cdot \left(\frac{1}{R_{vent}} + \frac{1}{R_{ce/2-int}} + \frac{1}{R_{int-st/2}} + \frac{1}{R_{int-ti/2}} \right) \tag{A.24}$$

$$a_{23} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{int-ti/2}} \tag{A.25}$$

$$a_{24} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{int-st/2}} \tag{A.26}$$

$$a_{32} = \frac{1}{C_{ti} \cdot R_{int-ti/2}} \tag{A.27}$$

$$a_{33} = - \frac{1}{C_{ti}} \left(\frac{1}{R_{ti/2-ea}} + \frac{1}{R_{int-ti/2}} \right) \tag{A.28}$$

$$a_{42} = \frac{1}{C_{st} \cdot R_{int-st/2}} \quad (\text{A.29})$$

$$a_{44} = -\frac{1}{C_{st}} \cdot \left(\frac{1}{R_{st/2-e_{si}}} + \frac{1}{R_{int-st/2}} \right), \quad (\text{A.30})$$

y para la matriz $[B]$,

$$b_{11} = \frac{1}{C_{ce} \cdot R_{ext-ce/2}}; \quad b_{12} = \frac{R_{ext-ce}}{C_{ce} \cdot R_{ext-ce/2}} \quad (\text{A.31})$$

$$b_{21} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{vent}}; \quad b_{23} = b_{24} = \frac{1}{C_{int}} \quad (\text{A.32})$$

$$b_{35} = \frac{1}{C_{ti} \cdot R_{ti/2-e_a}} \quad (\text{A.33})$$

$$b_{46} = \frac{1}{C_{st} \cdot R_{st/2-e_{si}}}, \quad (\text{A.34})$$

con lo que quedan identificados los coeficientes de las matrices distintos de cero. En cuanto a las matrices $[C]$ y $[D]$, la primera de ellas es una matriz identidad —con entradas no nulas e iguales a la unidad sólo en las entradas de la diagonal principal— de dimensiones 4x4, mientras que la segunda es una matriz de entradas nulas, de forma que se hace coincidir las salidas del sistema con las variables de estado.

A.2. Solución General del Sistema Simplificado

De acuerdo con los resultados presentados en el capítulo dedicado a los modelos elementales de carga —ver capítulo IV—, el circuito eléctrico equivalente quedó reducido en un orden, agrupándose las ramas correspondientes a la tabiquería interior y al suelo-techo en una sola rama equivalente de ambas, y estableciendo una temperatura media de los espacios adyacentes, superior e inferior —expresada como $X_{e_{eq}}$ —. La figura A.2 recoge el circuito eléctrico equivalente simplificado, donde se ha asumido que:

$$R_{int-[ti-st]_{eq/2}} = \frac{R_{int-ti/2} \cdot R_{int-st/2}}{R_{int-ti/2} + R_{int-st/2}} \quad (\text{A.35})$$

$$R_{[ti-st]-e_{eq/2}} = \frac{R_{ti/2-e_a} \cdot R_{st/2-e_{si}}}{R_{ti/2-e_a} + R_{st/2-e_{si}}} \quad (\text{A.36})$$

$$C_{[ti-st]_{eq}} = C_{ti} + C_{st}, \quad (\text{A.37})$$

las resistencias definidas en (A.35) y (A.36) poseen subíndices fijados de forma que se mantenga la coherencia en la notación —suma de resistencia térmica de convección y media resistencia térmica de conducción—.

En cuanto a la obtención de las entradas de las matrices de estado $[A]$ y $[B]$, el procedimiento sería análogo al anterior, solo que en este caso la primera de ellas posee dimensiones de 3x3 y la segunda 3x6. Seguidamente se presentan las expresiones para cada una de las entradas no nulas de las matrices indicadas, algunas de ellas coincidentes con las del caso anterior,

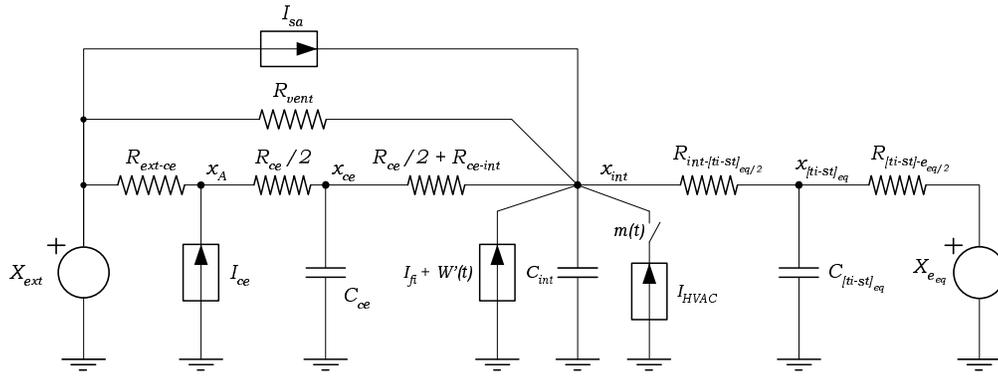


Figura A.2: Circuito eléctrico equivalente simplificado. Parámetros

$$a_{11} = \frac{1}{C_{ce}} \cdot \left(\frac{R_{ext-ce}}{R_{ce}/2 \cdot R_{ext-ce/2}} - \frac{1}{R_{ce}/2} - \frac{1}{R_{ce/2-int}} \right) \quad (A.38)$$

$$a_{12} = \frac{1}{C_{ce} \cdot R_{ce/2-int}} \quad (A.39)$$

$$a_{21} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{ce/2-int}} \quad (A.40)$$

$$a_{22} = -\frac{1}{C_{int}} \cdot \left(\frac{1}{R_{vent}} + \frac{1}{R_{ce/2-int}} + \frac{1}{R_{int-[ti-st]_{eq}/2}} \right) \quad (A.41)$$

$$a_{23} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{int-[ti-st]_{eq}/2}} \quad (A.42)$$

$$a_{32} = \frac{1}{C_{ti-steq} \cdot R_{int-[ti-st]_{eq}/2}} \quad (A.43)$$

$$a_{33} = -\frac{1}{C_{ti-steq}} \cdot \left(\frac{1}{R_{int-[ti-st]_{eq}/2}} + \frac{1}{R_{[ti-st]-e_{eq}/2}} \right) \quad (A.44)$$

y para la matriz $[B]$,

$$b_{11} = \frac{1}{C_{ce} \cdot R_{ext-ce/2}}; \quad b_{12} = \frac{R_{ext-ce}}{C_{ce} \cdot R_{ext-ce/2}} \quad (A.45)$$

$$b_{21} = \frac{1}{C_{int} \cdot R_{vent}}; \quad b_{23} = b_{24} = \frac{1}{C_{int}} \quad (A.46)$$

$$b_{35} = \frac{1}{C_{[ti-st]_{eq}} \cdot R_{[ti-st]-e_{eq}/2}}. \quad (A.47)$$

Por último, las matrices $[C]$ y $[D]$ poseen una estructura similar a la presentada en el apartado anterior, sólo que con dimensiones diferentes para mantener la coherencia con $[A]$ y $[B]$.

A.3. Consideración de las Cargas Elementales

Se procede ahora al análisis de la aportación que, sobre el sistema de ecuaciones anterior, poseen las cargas elementales —simbolizado por I_{HVAC} — diferenciando entre cargas de climatización y cargas elementales de acumulación de calor.

A.3.1. Cargas de Climatización

En este caso, la fuente de intensidad I_{HVAC} modela la extracción o aportación de flujo energético producido por equipos individuales de aire acondicionado o bombas de calor. Su valor se determinará a partir de la potencia eléctrica nominal del equipo y de su COP ,

$$I_{HVAC} = P_{Nominal} \cdot COP, \quad (A.48)$$

considerándose la potencia nominal constante, a pesar de presentar variaciones de acuerdo a las medidas realizadas sobre equipos reales — figuras IV.15 y IV.16—, y determinando el COP como una función dependiente de las temperaturas exterior e interior — X_{ext} , x_{int} —. Para establecer de forma sencilla y aproximada esta dependencia, se ha calculado en el punto nominal el COP asociado a un ciclo de Carnot que operase entre las temperaturas exterior e interior nominales, COP_{Carnot_N} , y así, el COP para un par de temperaturas *interior-exterior* diferentes se calculará imponiendo una proporción entre la variación que sufrida por el COP del ciclo de Carnot — COP_{Carnot} — y el que presentará el COP real del equipo con respecto a su valor nominal, $COP_{Nominal}$. Expresando matemáticamente esta idea se tendría:

$$COP(X_{ext}, x_{int}) = COP_{Nominal} \cdot \left[1 + \frac{COP_{Carnot}(X_{ext}, x_{int}) - COP_{Carnot_N}}{COP_{Carnot_N}} \right]. \quad (A.49)$$

Por tanto, a partir de la potencia nominal y de la expresión anterior, puede determinarse el flujo energético asociado a las cargas de climatización.

A.3.2. Cargas de Acumulación

Para este tipo de cargas se hará uso del subcircuito eléctrico equivalente deducido con anterioridad en el capítulo IV —figura IV.8—, y que se presenta de nuevo en la figura A.3, donde:

VARIABLES CONSIDERADAS :

x_{bc} : T^a media de los bloques cerámicos

x_{int} : T^a media del espacio interior acondicionado —variable de estado—

X_{rest} : T^a media de las resistencias internas

ELEMENTOS PASIVOS :

C_{cb} : Capacidad térmica equivalente de los bloques cerámicos

$R_{rest-bc}$: Resistencia de conducción entre los bloques cerámicos y las resistencias internas

MECANISMOS DE CONTROL :

$m(t)$: Termostato externo —función de la temperatura de consigna y de la

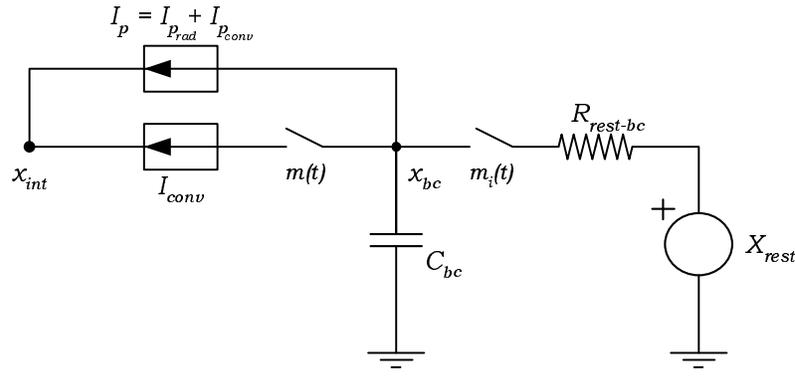


Figura A.3: Subcircuito eléctrico equivalente. Acumuladores

banda muerta asignada—

$m_i(t)$: Termostato interno —ciclos de carga—

Elementos Activos :

I_{conv} : Flujo de convección —forzado o libre, según el equipo— desde los bloques cerámicos hacia la estancia acondicionada

$I_{p_{conv-cond}}$: Flujo de pérdidas por convección-conducción entre los bloques cerámicos y el interior

$I_{p_{rad}}$: Flujo de pérdidas por radiación a través de la superficie exterior del aislamiento

I_p : Flujo global de pérdidas (convección + radiación)

Para determinar la fuente ideal de intensidad que modeliza los flujos de pérdidas, se asumirá —como hipótesis simplificativa— que el valor de temperatura media en la superficie exterior del equipo, $x_{s_{ext}}$, depende principalmente del intercambio de calor por convección entre ésta y el entorno acondicionado. Así, puede plantearse primeramente la siguiente expresión:

$$I_{p_{conv-cond}} = \frac{x_{bc} - x_{int}}{R_{cond} + R_{conv}}, \quad (A.50)$$

donde:

$$\begin{aligned} R_{cond} &= \frac{1}{K_{aislamiento} \cdot S_{ext}} \\ R_{conv} &= \frac{1}{h_{conv} \cdot S_{ext}} \end{aligned} \quad (A.51)$$

Estos valores permiten determinar de forma aproximada la temperatura media de la superficie exterior del equipo, $x_{s_{ext}}$, teniendo en cuenta la hipótesis simplificativa comentada, lo cual permite estimar las pérdidas por radiación a través de dicha superficie exterior:

$$x_{s_{ext}} = x_{bc} - R_{cond} \cdot I_{p_{conv-cond}} \Rightarrow I_{p_{rad}} = S_{ext} \cdot \sigma \cdot [x_{s_{ext}}]^4, \quad (A.52)$$

Tabla A.1: Características térmicas de materiales

	<i>Conductividad</i> $W/(m \cdot ^\circ C)$	<i>Densidad</i> kg/m^3	<i>Calor Especf.</i> $J/(kg \cdot ^\circ C)$
Enlucido yeso	0,3	800	920
Ladrillo hueco	0,49	1200	920
Ladrillo macizo	0,87	1800	1300
Bovedilla hormigón	1,54	1168	1050
Hormigón ligero	0,35	1000	1050
Hormigón armado	1,63	2400	1050
Hormigón en masa	1,16	2000	1050
Poliuretano expandido	0,023	40	837
Enfoscado de cemento	1,4	2000	1050
Pavimento	1,1	2000	1380

recordando que $x_{s_{ext}}$ ha de introducirse en grados Kelvin y que σ representa la constante de Stefan-Boltzmann $—5,67 \cdot 10^{-8} W/(m^2 \cdot K^4)—$.

En cuanto a la rama formada por la fuente ideal de intensidad I_{conv} en serie con el mecanismo del termostato $m(t)$, para su implementación y posterior resolución, ésta ha sido sustituida por una rama equivalente formada por una resistencia variable, en función del estado en el que se encuentre el ventilador interior R_{fan} —para equipos dinámicos— o la rejilla de descarga R_{rej} —en estáticos—.

A.4. Ejemplos Prácticos

En este apartado se presenta, a modo de ejemplo práctico, el proceso completo de obtención de los valores para las entradas no nulas de las matrices $[A]$ y $[B]$, correspondientes a las simulaciones de validación de modelos elementales recogidas en el capítulo IV —sistemas $[AA.I]$ y $[AE.I]$ —. Para ello, se abordará, como primera etapa, una descripción detallada del cálculo de cada uno de los parámetros térmicos comunes a ambos sistemas que servirán como base en la determinación de las entradas de las matrices. Particularizándolos posteriormente en función de la geometría y de las características concretas de cada sistema elemental.

A.4.1. Obtención de Parámetros Térmicos

Primeramente, se va a realizar la justificación de los parámetros recogidos en la tabla IV.2, que servirán como base para la obtención de las entradas de las matrices de estado de los sistemas elementales. Con tal fin, la tabla A.1 recoge las características térmicas de algunos de los materiales más comúnmente empleados en la construcción residencial —dentro del área geográfica estudiada—, a los cuales habría que añadir la presencia de cámaras de aire, con un valor de resistencia térmica de $0,18 (^\circ C \cdot m^2)/W$.

A partir de la tabla A.1, y teniendo en cuenta tanto las características generales del sistema —ver tabla IV.1—, como los coeficientes de convección exterior e interior, fijados según la norma NBE-CT-79 — $h_{ce} = 16,67 W/(^\circ C \cdot m^2)$ y $h_{ci} = 9 W/(^\circ C \cdot m^2)$ respectivamente—, se pasan a determinar las características térmicas para cada elemento del sistema elemental.

Cerramiento exterior : formado por las siguientes capas.-

- Enfoscado de cemento: 0,015 m
- Ladrillo hueco: 0,11 m
- Cámara aire: 0,05 m
- Ladrillo hueco: 0,05 m
- Enlucido yeso: 0,015 m

de donde su coeficiente de transmisión de calor puede determinarse según la expresión desarrollada para muros multicapa, y excluyendo el intercambio por convección entre sus superficies exteriores,

$$K = \frac{1}{\sum_i \frac{L_i}{\lambda_i}} \Rightarrow K_{ce} = \frac{1}{\frac{0,015}{1,4} + \frac{0,11}{0,49} + 0,18 + \frac{0,05}{0,49} + \frac{0,015}{0,3}} = 1,76 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}), \quad (\text{A.53})$$

donde λ_i representa la conductividad térmica de cada una de las capas y L_i su espesor. Téngase en cuenta que el valor normalmente utilizado —y aplicado en normativas— es aquel que también incluye la transmisión de calor por convección entre las superficies exteriores y los ambientes adyacentes. En este caso, se ha hecho necesario el cálculo de dicho coeficiente tal y como se ha expresado anteriormente debido a la posición ocupada por la fuente ideal de intensidad que modela la radiación solar sobre la superficie exterior de los cerramientos. No obstante, y a fin de completar la información aportada, realizaremos igualmente el cálculo del coeficiente teniendo en cuenta esta transmisión por convección,

$$K' = \frac{1}{\frac{1}{h_{ce}} + \sum_i \frac{L_i}{\lambda_i} + \frac{1}{h_{ci}}} \quad (\text{A.54})$$

$$K_{ce'} = \frac{1}{\frac{1}{16,67} + \frac{0,015}{1,4} + \frac{0,11}{0,49} + 0,18 + \frac{0,05}{0,49} + \frac{0,015}{0,3} + \frac{1}{9}} = 1,35 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}),$$

Igualmente, puede determinarse tanto su peso como su capacidad térmica, C_{ce} ,

$$C = \sum_i C_i \cdot \delta_i \cdot L_i$$

$$C_{ce} = 1,05 \cdot 2000 \cdot 0,015 + 0,92 \cdot 1200 \cdot 0,16 + 0,92 \cdot 800 \cdot 0,015 = 219,2 \text{ kJ}/(^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2)$$

$$Peso = \sum_i \delta_i \cdot L_i$$

$$Peso_{ce} = 2000 \cdot 0,015 + 1200 \cdot 0,16 + 800 \cdot 0,015 = 234 \text{ kg}/\text{m}^2, \quad (\text{A.55})$$

donde δ_i representa la densidad del material y C_i su calor específico — en $\text{kJ}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}$ —.

Tabiquería interior : formada por las siguientes capas.-

- Enlucido yeso: 0,015 m
- Ladrillo hueco: 0,06 m
- Enlucido yeso: 0,015 m

determinando el coeficiente de transmisión de calor, de forma análoga al caso anterior:

$$K_{ti} = \frac{1}{\frac{0,015}{0,3} + \frac{0,06}{0,49} + \frac{0,015}{0,3}} = 4,49 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \quad (\text{A.56})$$

$$K_{ti'} = \frac{1}{\frac{1}{9} + \frac{0,015}{0,3} + \frac{0,06}{0,49} + \frac{0,015}{0,3} + \frac{1}{9}} = 2,25 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \quad (\text{A.57})$$

en cuanto al peso y a la capacidad térmica, C_{ti} , se tendría:

$$C_{ti} = 0,92 \cdot 800 \cdot 0,015 + 0,92 \cdot 1200 \cdot 0,06 + 0,92 \cdot 800 \cdot 0,015 = 88,3 \text{ kJ}/(^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2)$$

$$Peso_{ti} = 800 \cdot 0,015 + 1200 \cdot 0,06 + 800 \cdot 0,015 = 96 \text{ kg}/\text{m}^2, \quad (\text{A.58})$$

Suelo y techo : se asumirá que ambos elementos poseen una constitución idéntica, al haber escogido una estancia intermedia dentro de un bloque de viviendas. Por tanto las capas consideradas para ambos han sido:

- Pavimento: 0,05 m
- Hormigón armado: 0,06 m
- Bovedilla hormigón: 0,20 m
- Enlucido yeso: 0,02 m

determinando el coeficiente de transmisión de calor, K_{st} :

$$K_{st} = \frac{1}{\frac{0,05}{1,1} + \frac{0,06}{1,63} + \frac{0,20}{1,54} + \frac{0,02}{0,3}} = 3,58 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \quad (\text{A.59})$$

$$K_{st'} = \frac{1}{\frac{1}{9} + \frac{0,05}{1,1} + \frac{0,06}{1,63} + \frac{0,20}{1,54} + \frac{0,02}{0,3} + \frac{1}{9}} = 1,99 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}), \quad (\text{A.60})$$

para el peso y a la capacidad térmica, C_{st} , se tendría:

$$C_{st} = 1,38 \cdot 2000 \cdot 0,05 + 1,05 \cdot 2400 \cdot 0,06 + 1,05 \cdot 1168 \cdot 0,015 = 307,6 \text{ kJ}/(^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2)$$

$$Peso_{st} = 0,05 \cdot 2000 + 0,06 \cdot 2400 + 0,20 \cdot 1168 + 0,02 \cdot 800 = 493,6 \text{ kg}/\text{m}^2, \quad (\text{A.61})$$

Para las ventanas se ha fijado su coeficiente de transmisión de calor en $K_{vent} = 5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, y en cuanto a la capacidad térmica del recinto, ésta viene en función de su volumen y de los elementos interiores —mobiliario—, modelizados a partir de un volumen equivalente de madera —ver apartado IV.3.3.1—.

A.4.2. Cargas de Climatización: sistema elemental [AA.I]

A.4.2.1. Cálculo de los elementos pasivos

Una vez determinadas las características térmicas generales de los sistemas elementales, se calcularán ahora los valores de resistencias térmicas y capacidades, en función de las medidas de la estancia considerada y teniendo en cuenta el circuito eléctrico equivalente de la figura A.1. Ésta, de acuerdo con la tabla IV.1, posee un volumen total de 50 m^3 , con una superficie de 20 m^2 , una altura media de $2,5 \text{ m}^2$, un cerramiento exterior de superficie neta $S_{ce} = 10 \text{ m}^2$, y una ventana de $S_{vent} = 2,5 \text{ m}^2$. Así, para las resistencias térmicas se tiene,

$$R_{ext-ce} = \frac{1}{h_{ce} \cdot S_{ce}} = 0,10 \quad (\text{A.62})$$

$$R_{vent} = \frac{1}{K_{vent} \cdot S_{vent}} = 1,33 \quad (\text{A.63})$$

$$R_{ce} = \frac{1}{K_{ce} \cdot S_{ce}} = 0,95 \quad (\text{A.64})$$

$$R_{ce-int} = \frac{1}{h_{ci} \cdot S_{ce}} = 0,18 \quad (\text{A.65})$$

$$R_{int-ti} = \frac{1}{h_{ci} \cdot S_{ti}} = 0,06 \quad (\text{A.66})$$

$$R_{ti} = \frac{1}{K_{ti} \cdot S_{ti}} = 0,114 \quad (\text{A.67})$$

$$R_{ti-ea} = R_{int-ti} = 0,06 \quad (\text{A.68})$$

$$R_{int-st} = \frac{1}{h_{ci} \cdot S_{st}} = 0,046 \quad (\text{A.69})$$

$$R_{st} = \frac{1}{K_{st} \cdot S_{st}} = 0,116 \quad (\text{A.70})$$

$$R_{st-e_{si}} = R_{int-st} = 0,046, \quad (\text{A.71})$$

calculadas todas ellas en $(\text{min} \cdot ^\circ\text{C})/\text{kJ}$. Para las capacidades térmicas, asumiendo un volumen equivalente de madera que modelice la capacidad térmica del mobiliario:

$$C_{ce} = 219,2 \cdot 10 = 2192 \quad (\text{A.72})$$

$$C_{int} = C_{aire} + C_{mobiliario} = 1 \cdot 1,2 \cdot 49 + 2,6 \cdot 500 \cdot 1 = 1358 \quad (\text{A.73})$$

$$C_{ti} = 88,3 \cdot 32,5 = 2870 \quad (\text{A.74})$$

$$C_{st} = 307,6 \cdot 40 = 12304, \quad (\text{A.75})$$

determinadas todas ellas en $\text{kJ}/^\circ\text{C}$.

A.4.2.2. Cálculo de las matrices de estado

A partir de los valores obtenidos en el apartado anterior, y aplicando las expresiones correspondientes a cada una de las entradas no nulas de las matrices $[A]$ y $[B]$ correspondientes al sistema general no simplificado —de (A.21) a (A.34)— se llega

a:

$$[A] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} -1,489 & 0,696 & 0 & 0 \\ 1,124 & -15,05 & 6,294 & 7,081 \\ 0 & 2,978 & -5,956 & 0 \\ 0 & 0,781 & 0 & -1,563 \end{pmatrix} \text{ min}^{-1} \quad (\text{A.76})$$

$$[B] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} 0,7934 & 0,0793 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5536 & 0 & 0,7364 & 0,7364 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2,9781 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,7815 \end{pmatrix}, \quad (\text{A.77})$$

donde las entradas de la matriz $[B]$ poseen como unidades min^{-1} y $(^{\circ}\text{C}/\text{kJ})$ según corresponda, de acuerdo a las expresiones (A.31) a (A.34). A partir de la matriz $[A]$ pueden determinarse las *frecuencias naturales* del sistema, tal y como ya se comentó en el apartado IV.2.3. Estos parámetros, y las correspondientes constantes de tiempo se reflejan a continuación,

$$f_1 = 17,1 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_1 = 0,97 \text{ Horas} \quad (\text{A.78})$$

$$f_2 = 4,5 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_2 = 3,72 \text{ Horas} \quad (\text{A.79})$$

$$f_3 = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_3 = 11,12 \text{ Horas} \quad (\text{A.80})$$

$$f_4 = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_4 = 17,66 \text{ Horas} \quad (\text{A.81})$$

En cuanto a los valores de las matrices correspondientes al circuito equivalente simplificado —expresiones (A.38) a (A.47)—, se tendría:

$$[A] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} -1,489 & 0,696 & 0 \\ 1,124 & -15,06 & 13,388 \\ 0 & 1,198 & -2,396 \end{pmatrix} \text{ min}^{-1} \quad (\text{A.82})$$

$$[B] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} 0,7934 & 0,0793 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5536 & 0 & 0,7364 & 0,7364 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1,1982 \end{pmatrix}, \quad (\text{A.83})$$

evidentemente, algunas de las entradas poseen el mismo valor que para el sistema inicial no simplificado, tal como era de esperar. Para las *frecuencias naturales* se tendría ahora,

$$f_1 = 16,3 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_1 = 1,02 \text{ Horas} \quad (\text{A.84})$$

$$f_2 = 1,6 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_2 = 10,39 \text{ Horas} \quad (\text{A.85})$$

$$f_3 = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_3 = 15,55 \text{ Horas} \quad (\text{A.86})$$

A.4.3. Cargas de Acumulación: Sistema elemental [AE.I]

El sistema elemental en el que se situaron los acumuladores estáticos, descrito en el capítulo IV, poseía las mismas características térmicas generales que el sistema

anteriormente presentado, diferenciándose en su orientación, dimensiones y porcentajes de cerramientos y ventanas. Así, en este caso el volumen de la estancia era de $22,5 m^3$, con una superficie neta de cerramiento exterior de $14 m^2$, una ventana de $1 m^2$ y unas dimensiones suelo y techo de $3 \times 3 m^2$, con una altura media de $2,5 m^2$ —ver tabla IV.6—.

A.4.3.1. Cálculo de los elementos pasivos

En cuanto a las las resistencias térmicas —calculadas todas ellas en $(min \cdot ^\circ C)/kJ$ —, se tendría,

$$R_{ext-ce} = \frac{1}{h_{ce} \cdot S_{ce}} = \frac{1}{16,67 \cdot 14} = 0,071 \quad (A.87)$$

$$R_{vent} = \frac{1}{K_{vent} \cdot S_{vent}} = \frac{1}{5 \cdot 1} = 3,33 \quad (A.88)$$

$$R_{ce} = \frac{1}{K_{ce} \cdot S_{ce}} = \frac{1}{1,76 \cdot 14} = 0,676 \quad (A.89)$$

$$R_{ce-int} = \frac{1}{h_{ci} \cdot S_{ce}} = \frac{1}{9 \cdot 14} = 0,132 \quad (A.90)$$

$$R_{int-ti} = \frac{1}{h_{ci} \cdot S_{ti}} = \frac{1}{9 \cdot 15} = 0,123 \quad (A.91)$$

$$R_{ti} = \frac{1}{K_{ti} \cdot S_{ti}} = \frac{1}{4,49 \cdot 15} = 0,247 \quad (A.92)$$

$$R_{ti-ea} = R_{int-ti} = 0,123 \quad (A.93)$$

$$R_{int-st} = \frac{1}{h_{ci} \cdot S_{st}} = \frac{1}{9 \cdot 18} = 0,103 \quad (A.94)$$

$$R_{st} = \frac{1}{K_{st} \cdot S_{st}} = \frac{1}{3,58 \cdot 18} = 0,257 \quad (A.95)$$

$$R_{st-e_{si}} = R_{int-st} = 0,103. \quad (A.96)$$

A los parámetros anteriores habría que añadir los propios del equipo, concretamente las resistencia térmicas de conducción entre los bloques y la superficie exterior del equipo y de convección entre dicha superficie y el aire interior de la estancia, con el que se modelarían las pérdidas; así como la resistencia térmica entre los bloques de acumulación y las resistencias físicas de carga —de acuerdo con los datos recogidos en la tabla IV.8—, todas ellas determinadas en $(^\circ C \cdot min)/J$,

$$R_{cond} = \frac{1}{K_{aislamiento} \cdot S_{aislam}} = \frac{1}{\frac{0,012}{0,03} + \frac{0,012}{0,03} \cdot (0,5 \cdot 0,5 \cdot 2)} = 0,026 \quad (A.97)$$

$$R_{conv} = \frac{1}{h_{conv} \cdot S_{ext}} = 0,00232 \quad (A.98)$$

$$R_{rest-bc} = \frac{1}{K_{bloq} \cdot S_{bloq}} = \frac{1}{40 \cdot 0,05} = 0,008 \quad (A.99)$$

$$R_{rej} = [0,0142, 0,0275], \quad (A.100)$$

la resistencia que modeliza la transmisión de calor a través de la rejilla R_{rej} posee un intervalo dentro del cual puede tomar valores mayores o menores en función del grado —menor o mayor— de apertura de la misma.

Para las capacidades térmicas, asumiendo de nuevo un volumen equivalente de madera que modelice la capacidad térmica del mobiliario, se tendría:

$$C_{ce} = 219,2 \cdot 14 = 3068,8 \quad (\text{A.101})$$

$$C_{int} = C_{aire} + C_{mobiliario} = 1 \cdot 1,2 \cdot 22,1 + 2,6 \cdot 500 \cdot 0,9 = 1196,4 \quad (\text{A.102})$$

$$C_{ti} = 88,3 \cdot 15 = 1324,5 \quad (\text{A.103})$$

$$C_{st} = 307,6 \cdot 18 = 5536,8 \quad (\text{A.104})$$

$$C_{bc} = 8 \cdot 8,7 \cdot 918 = 63,89, \quad (\text{A.105})$$

todas en $kJ/^\circ C$.

A.4.3.2. Cálculo de las matrices de estado

A partir de los valores obtenidos en el apartado anterior, y aplicando las expresiones correspondientes a cada una de las entradas no nulas de las matrices $[A]$ y $[B]$ correspondientes al sistema general no simplificado —ecuaciones de (A.21) a (A.34)— se llega a:

$$[A] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} -1,512 & 0,702 & 0 & 0 & 0 \\ 3,624 & -16,122 & 6,054 & 6,012 & 0,048 \\ 0 & 4,188 & -8,382 & 0 & 0 \\ 0 & 0,546 & 0 & -1,092 & 0 \\ 0 & 0,564 & 0 & 0 & -2,544 \end{pmatrix} \text{ min}^{-1} \quad (\text{A.106})$$

$$[B] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} 0,8094 & 0,0004 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 3,846 & 0 & 0,0128 & 0,0128 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 41,904 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5,472 \end{pmatrix}, \quad (\text{A.107})$$

en este caso, la matriz $[A]$ posee dimensiones 5×5 ya que se ha sustituido la fuente ideal de intensidad que modeliza el flujo energético del acumulador — I_{HVAC} — en función del subcircuito del que depende, el cual posee un elemento almacenador —ver figura A.3—. Las *frecuencias naturales* para este sistema son las siguientes,

$$f_1 = 18,9 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_1 = 0,88 \text{ Horas} \quad (\text{A.108})$$

$$f_2 = 6,1 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_2 = 2,72 \text{ Horas} \quad (\text{A.109})$$

$$f_3 = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_3 = 6,66 \text{ Horas} \quad (\text{A.110})$$

$$f_4 = 1,4 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_4 = 11,94 \text{ Horas} \quad (\text{A.111})$$

$$f_5 = 0,7 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_5 = 23,10 \text{ Horas} \quad (\text{A.112})$$

Para el sistema de tercer orden, implementando una rama equivalente a la aso-

ciada a la tabiquería interior y el suelo-techo, se obtiene:

$$[A] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} -1,512 & 0,702 & 0 & 0 \\ 3,624 & -16,122 & 12,1 & 0,048 \\ 0 & 1,011 & -1,902 & 0 \\ 0 & 0,605 & 0 & -2,517 \end{pmatrix} \text{ min}^{-1} \quad (\text{A.113})$$

$$[B] = 10^{-4} \cdot \begin{pmatrix} 8,094 & 0,0004 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 3,846 & 0 & 0,0128 & 0,0128 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 10,257 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 20,472 \end{pmatrix}, \quad (\text{A.114})$$

donde de nuevo se han introducido las expresiones del subcircuito que modeliza el comportamiento del acumulador, obteniendo como valores de *frecuencias naturales*:

$$f_1 = 17,1 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_1 = 0,975 \text{ Horas} \quad (\text{A.115})$$

$$f_2 = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_2 = 6,66 \text{ Horas} \quad (\text{A.116})$$

$$f_3 = 1,6 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_3 = 10,37 \text{ Horas} \quad (\text{A.117})$$

$$f_4 = 0,8 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_4 = 19,89 \text{ Horas} \quad (\text{A.118})$$

Validación de Modelos Elementales

B.1. Introducción

El presente apéndice recoge, de forma detallada, el proceso completo de validación llevado a cabo sobre los modelos elementales desarrollados en el capítulo IV, considerando las simplificaciones propuestas para cada uno de ellos y teniendo en cuenta los valores térmicos y eléctricos presentados hasta este momento. Así, el resto del apéndice queda dividido en dos grandes bloques: uno asociado a cargas de climatización —aire acondicionado, en este caso—, y otro relativo a sistemas con acumuladores de calor —estáticos y dinámicos—. En cada uno de ellos, se validarán los modelos individuales en función de las características de los sistemas elementales sobre de los cuales se realizaron las mediciones, de forma que la flexibilidad y relativa exactitud de las simulaciones quede claramente de manifiesto. Las gráficas de resultados son acompañadas por otras en las que se muestran las variables medidas más significativas, en un intento por ofrecer una visión más completa sobre los ensayos realizados.

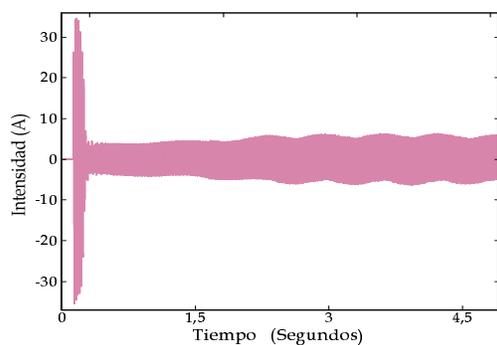
B.2. Cargas de Climatización

Se presentan ahora los resultados obtenidos con el modelo simplificado de tercer orden para cargas de climatización bajo diferentes sistemas elementales, comparándose éstos con los valores medidos previamente en dichos sistemas a lo largo de diferentes ensayos. Durante la realización de estos ensayos, los equipos no permanecieron necesariamente conectados de forma continua a la red de suministro sino que éstos fueron desconectados voluntariamente con el fin de evaluar la precisión del modelo en la simulación de la temperatura interior. Este aspecto cobra una importancia capital en el estudio de estrategias de control de cargas y su repercusión en los niveles de confort de los clientes, ya que la temperatura interior en estos casos evoluciona a través de períodos de desconexión forzada de las cargas. Para clarificar, si cabe más, el proceso seguido durante los ensayos y las simulaciones posteriores, a las gráficas correspondientes a la temperatura interior se les ha superpuesto la variable asociada a la demanda de servicio por parte de los clientes, la cual engloba la conexión o desconexión física del equipo —ver apartado IV.2.1.3—.

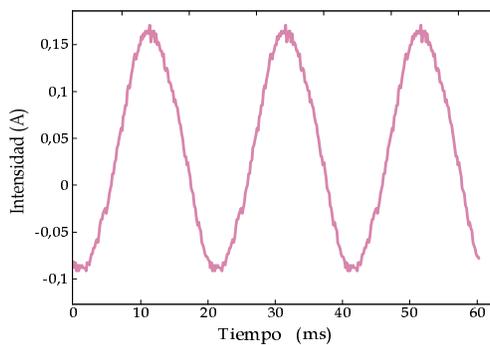
B.2.1. Sistema elemental [AA.I]

Este sistema elemental se corresponde con el empleado en el capítulo IV para justificar la simplificación del circuito eléctrico en uno de tercer orden. Por tanto las características térmicas y eléctricas son ya conocidas, así como las matrices de espacios de estados implementadas —expresiones (A.82) y (A.83)—. No obstante, y con el fin de completar el conocimiento sobre el comportamiento eléctrico del equipo, la figura B.1 recoge las ondas de tensión, intensidad y potencia para el funcionamiento en régimen transitorio —arranque— y permanente del equipo. Igualmente, se muestra la intensidad demandada cuando sólo hay presencia de la parte de ventilación, este tipo de comportamiento se presenta en el caso de que la temperatura interior esté dentro de la banda muerta del termostato, con $m(t) = 0$ y con una demanda de servicio en *ON*. Destacar, por último, dos simplificaciones que pueden asumirse a partir de estas gráficas: la primera de ellas es suponer que los equipos alcanzan el régimen permanente en un período de tiempo despreciable frente al intervalo en el que suelen permanecer a $m(t) = 1$ —ver (a)—; y la segunda es que la potencia demandada con $m(t) = 0$ puede considerarse despreciable en comparación con la demandada a $m(t) = 1$ —ver (d)—.

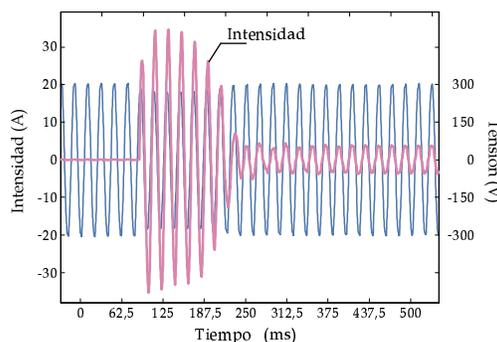
A continuación se recogen un conjunto de ensayos y simulaciones realizadas sobre este sistema elemental, completando el proceso de validación.



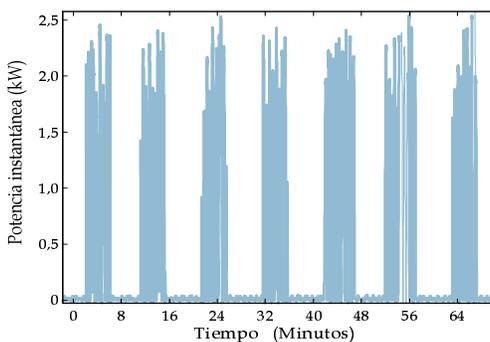
(a) Arranque. Evolución de la intensidad



(b) Funcionamiento con $m(t) = 0$



(c) Arranque. Tensión-intensidad



(d) Evolución potencia instantánea

Figura B.1: Aire acondicionado. Comportamiento eléctrico

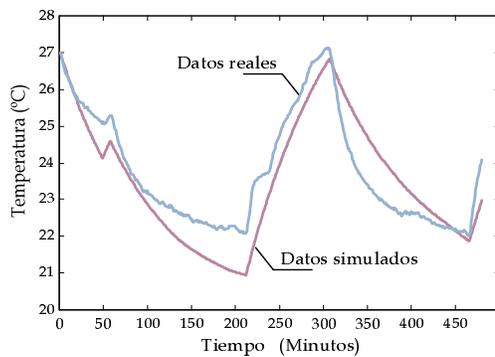
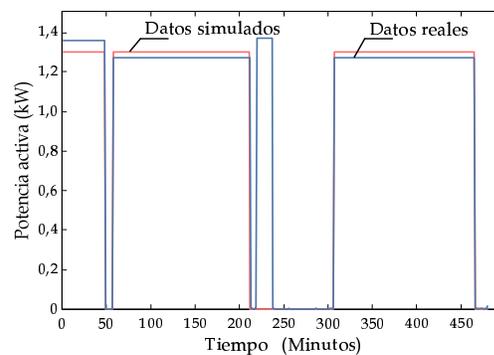
B.2.1.1. Ensayo [AA.I].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

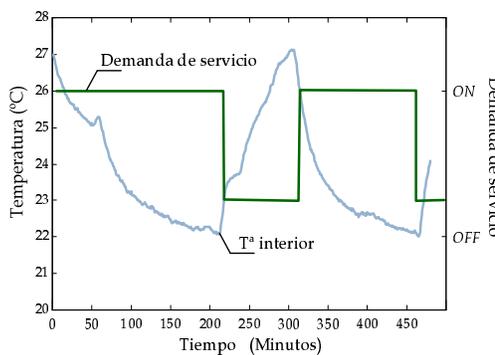
Comienzo de la simulación:	12 horas
Fin de la simulación:	20 horas
Tiempo total de simulación:	8 horas
T ^a de consigna:	20 °C
Carga interior media estimada:	300 W
Radiación solar estimada:	80 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

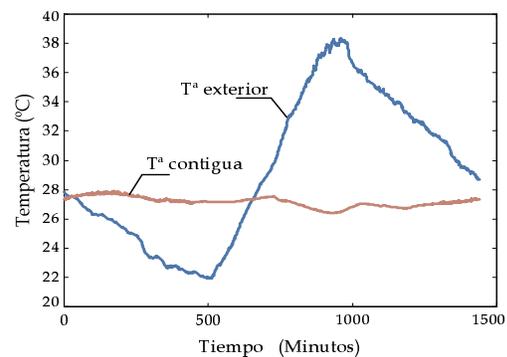
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (<i>kWh</i>)	8,16	7,85	3,8
Tiempo de <i>ON</i> global (<i>min</i>)	379	361	4,7
<i>Duty-cycle</i> medio (%)	78	75	3,8
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	4	3	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Datos térmicos medidos

Figura B.2: Ensayo [AA.I].(1)

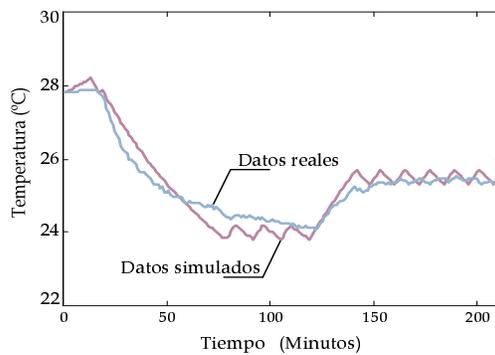
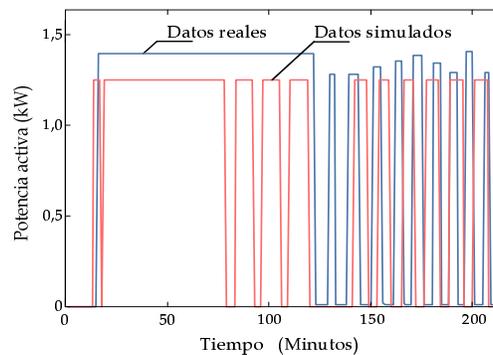
B.2.1.2. Ensayo [AA.I].(2)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

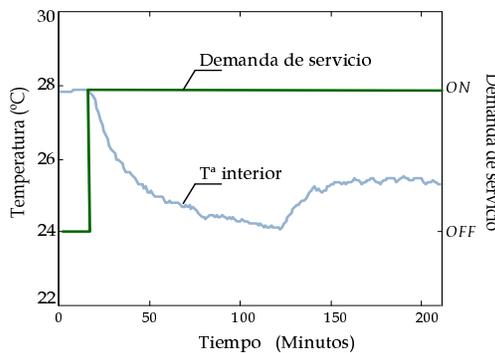
Comienzo de la simulación:	16:30 horas
Fin de la simulación:	20 horas
Tiempo total de simulación:	3 horas 30 minutos
T ^a de consigna:	24 y 26 °C
Carga interior media estimada:	250 W
Radiación solar estimada:	85 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

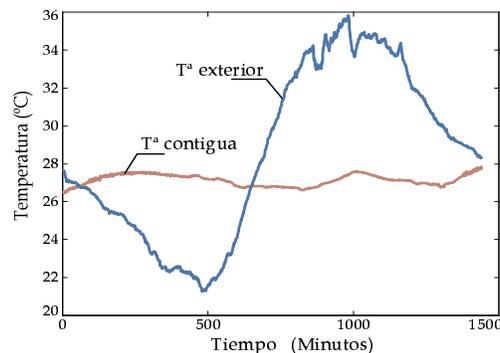
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (<i>kWh</i>)	3,35	2,85	14,9
Tiempo de ON global (<i>min</i>)	145	135	6,9
<i>Duty-cycle</i> medio (%)	70	62	11,4
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	10	11	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Datos térmicos medidos

Figura B.3: Ensayo [AA.I].(2)

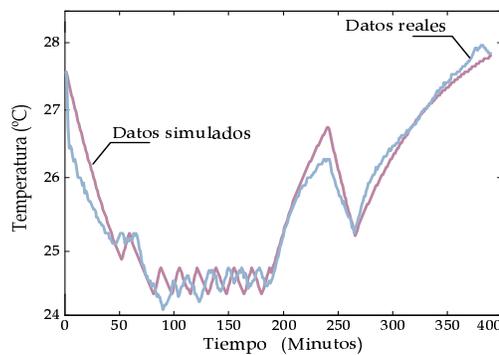
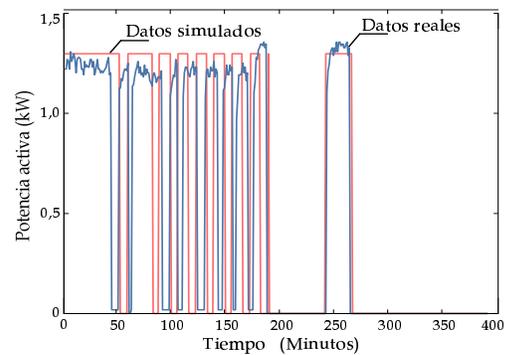
B.2.1.3. Ensayo [AA.I].(3)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

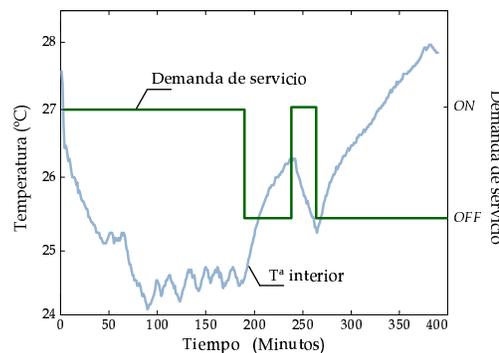
Comienzo de la simulación:	16:30 horas
Fin de la simulación:	23 horas
Tiempo total de simulación:	6 horas 30 minutos
T ^a de consigna:	24 °C
Carga interior media estimada:	200 W
Radiación solar estimada:	60 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

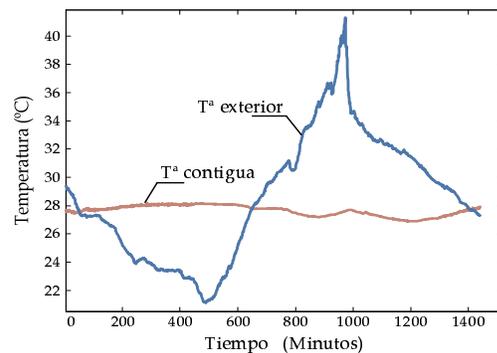
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (<i>kWh</i>)	3,41	3,49	2,3
Tiempo de <i>ON</i> global (<i>min</i>)	165	161	2,4
<i>Duty-cycle</i> medio (%)	42	41	2,4
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	10	10	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Datos térmicos medidos

Figura B.4: Ensayo [AA.I].(3)

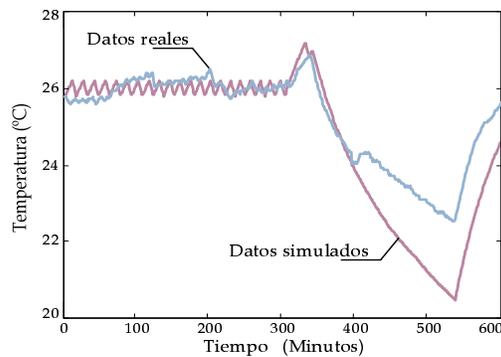
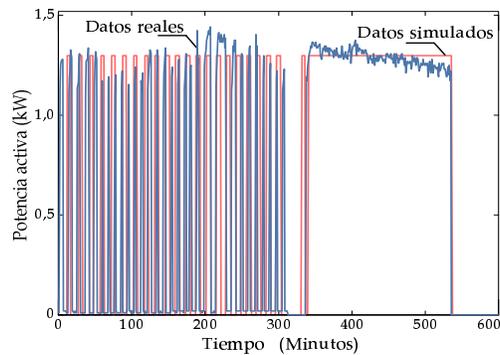
B.2.1.4. Ensayo [AA.I].(4)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

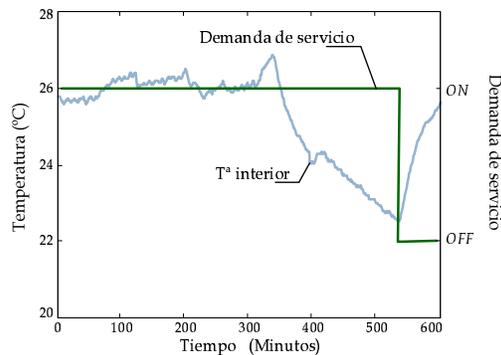
Comienzo de la simulación:	12 horas
Fin de la simulación:	22 horas
Tiempo total de simulación:	10 horas
T ^a de consigna:	20 y 26 °C
Carga interior media estimada:	200 W
Radiación solar estimada:	65 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

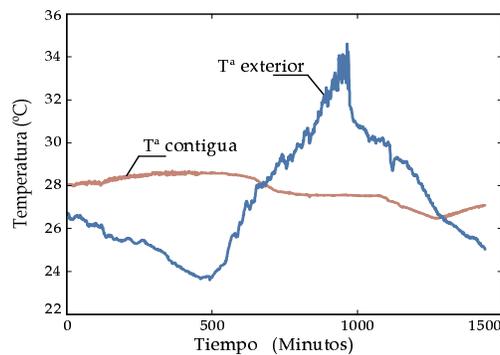
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (kWh)	6,56	6,89	5
Tiempo de ON global (min)	306	319	4,2
Duty-cycle medio (%)	51	53	3,9
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	31	25	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Datos térmicos medidos

Figura B.5: Ensayo [AA.I].(4)

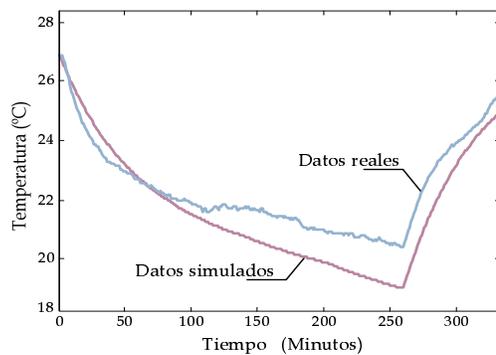
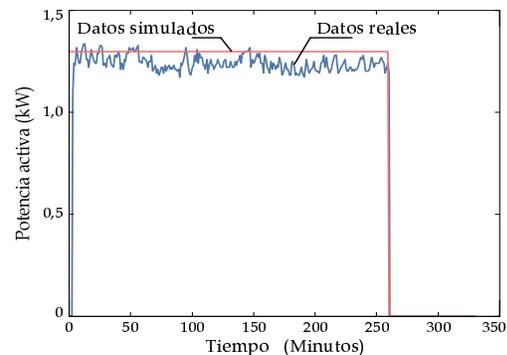
B.2.1.5. Ensayo [AA.I].(5)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

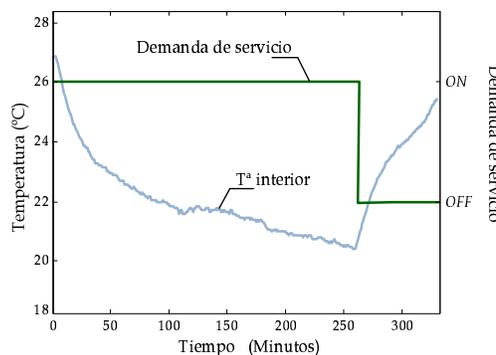
Comienzo de la simulación:	16:40 horas
Fin de la simulación:	22:10 horas
Tiempo total de simulación:	5 horas 30 minutos
T ^a de consigna:	18 °C
Carga interior media estimada:	150 W
Radiación solar estimada:	70 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

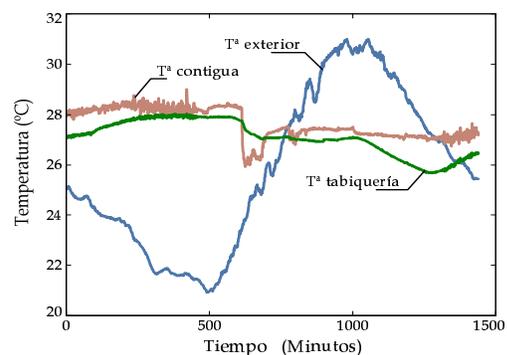
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (kWh)	5,34	5,61	5,1
Tiempo de ON global (min)	258	259	0,4
Duty-cycle medio (%)	78	77	1,2
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	1	1	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Datos térmicos medidos

Figura B.6: Ensayo [AA.I].(5)

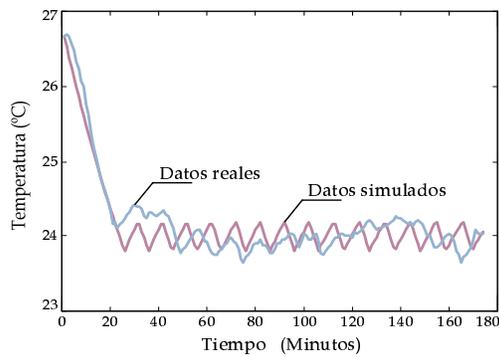
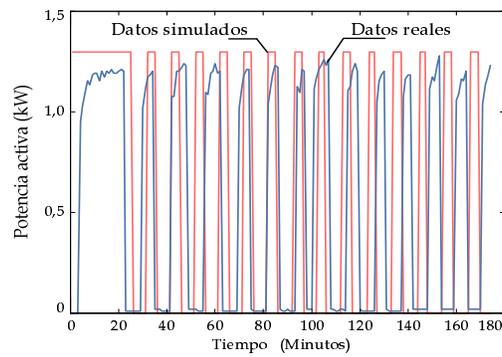
B.2.1.6. Ensayo [AA.I].(6)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

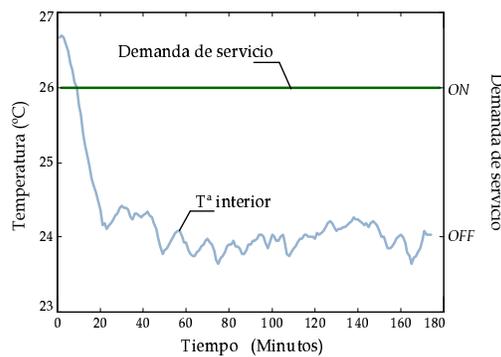
Comienzo de la simulación:	10 horas
Fin de la simulación:	13 horas
Tiempo total de simulación:	3 horas
T ^a de consigna:	24 °C
Carga interior media estimada:	200 W
Radiación solar estimada:	80 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

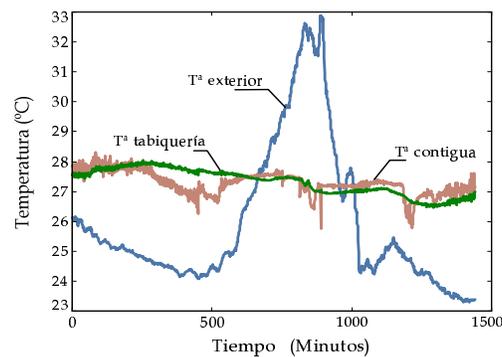
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (<i>kWh</i>)	1,69	1,68	0,6
Tiempo de ON global (<i>min</i>)	86	78	9,3
<i>Duty-cycle</i> medio (%)	49	44	10,2
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	14	15	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Datos térmicos medidos

Figura B.7: Ensayo [AA.I].(6)

B.2.2. Sistema elemental [AA.II]

En este caso, las características del sistema elemental difieren respecto a las del sistema anterior, así, las tablas B.1 y B.2 recogen las características tanto a nivel general como a nivel térmico de este segundo sistema estudiado.

Tabla B.1: Sistema elemental [AA.II]: características generales

Situación: Región de Murcia	Entorno: Campus universitario
Tipo de estancia: Despacho	Ubicación: 1ª planta
Volumen de la estancia: $25 m^3$	Orientación exterior: Sur
Superficie exterior: $9 m^2$	Porcentaje al exterior: 25 % del total
Superficie acristalada: $2 m^2$	Porcentaje: 22 % de la superf. exterior
Cerramiento exterior: $7 m^2$	Porcentaje: 78 % de la superficie exterior
Tabiquería interior: $24 m^2$	Porcentaje interior: 75 % del total
Iluminación interior: 4 Fluorescentes x 58 W	

Tabla B.2: Sistema elemental [AA.II]: características térmicas

Cerramiento exterior	$K_{ce} = 2,34 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	$K_{ce'} = 1,67 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	Peso= $258 kg/m^2$
	Cap. térmica= $1520 kJ/^\circ C$
Estancia	Cap. térmica equivalente= $1250 kJ/^\circ C$
Ventanas	$K_{vent} = 5 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
Tabiquería interior	$K_{ti} = 4,49 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	$K_{ti'} = 2,25 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	Peso= $96 kg/m^2$
	Cap. térmica= $2120 kJ/^\circ C$
Suelo y techo	$K_{st} = 3,41 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	$K_{st'} = 1,60 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	Peso= $435 kg/m^2$
	Cap. térmica= $5400 kJ/^\circ C$

En cuanto al equipo de aire acondicionado medido, éste presentaba como valores nominales una potencia de $1200 W$ con un COP de 2,7; siendo también de tipo *split*. Con todo esto, y teniendo en cuenta las expresiones obtenidas para las matrices de espacios de estado correspondientes al sistema simplificado de tercer orden — expresiones de (A.38) a (A.47)—, se llegan a las siguientes matrices,

$$[A] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} -2,019 & 0,924 & 0 \\ 1,119 & -10,540 & 8,943 \\ 0 & 1,492 & -2,984 \end{pmatrix} \text{ min}^{-1} \quad (\text{B.1})$$

$$[B] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} 1,0962 & 0,1141 & 0 & 0 & 0 \\ 0,4782 & 0 & 0,7971 & 0,7971 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1,4922 \end{pmatrix}, \quad (\text{B.2})$$

donde b_{11} , b_{21} y b_{35} están calculadas en min^{-1} , y b_{12} , b_{23} , b_{24} lo están en $^{\circ}\text{C}/\text{kJ}$.

A partir de la matriz $[A]$ pueden determinarse las llamadas *frecuencias naturales* del sistema, las cuales se corresponden con los valores propios de dicha matriz —tal y como ya se comentó en el apartado IV.2.3—. Estos parámetros, y las correspondientes constantes de tiempo se reflejan a continuación,

$$f_1 = 12,1 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_1 = 1,376 \text{ Horas} \quad (\text{B.3})$$

$$f_2 = 2,2 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_2 = 7,736 \text{ Horas} \quad (\text{B.4})$$

$$f_3 = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_3 = 12,975 \text{ Horas} \quad (\text{B.5})$$

Seguidamente se presentan los resultados correspondientes a cada uno de los ensayos realizados sobre este sistema elemental.

B.2.2.1. Ensayo [AA.II].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Comienzo de la simulación:	9 horas
Fin de la simulación:	14:30 horas
Tiempo total de simulación:	5 horas 30 minutos
T ^a de consigna:	22 y 25 °C
Carga interior media estimada:	200 W
Radiación solar estimada:	85 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (kWh)	4,03	3,75	7
Tiempo de ON global (min)	215	191	11
Duty-cycle medio (%)	65	58	10,7
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	11	13	

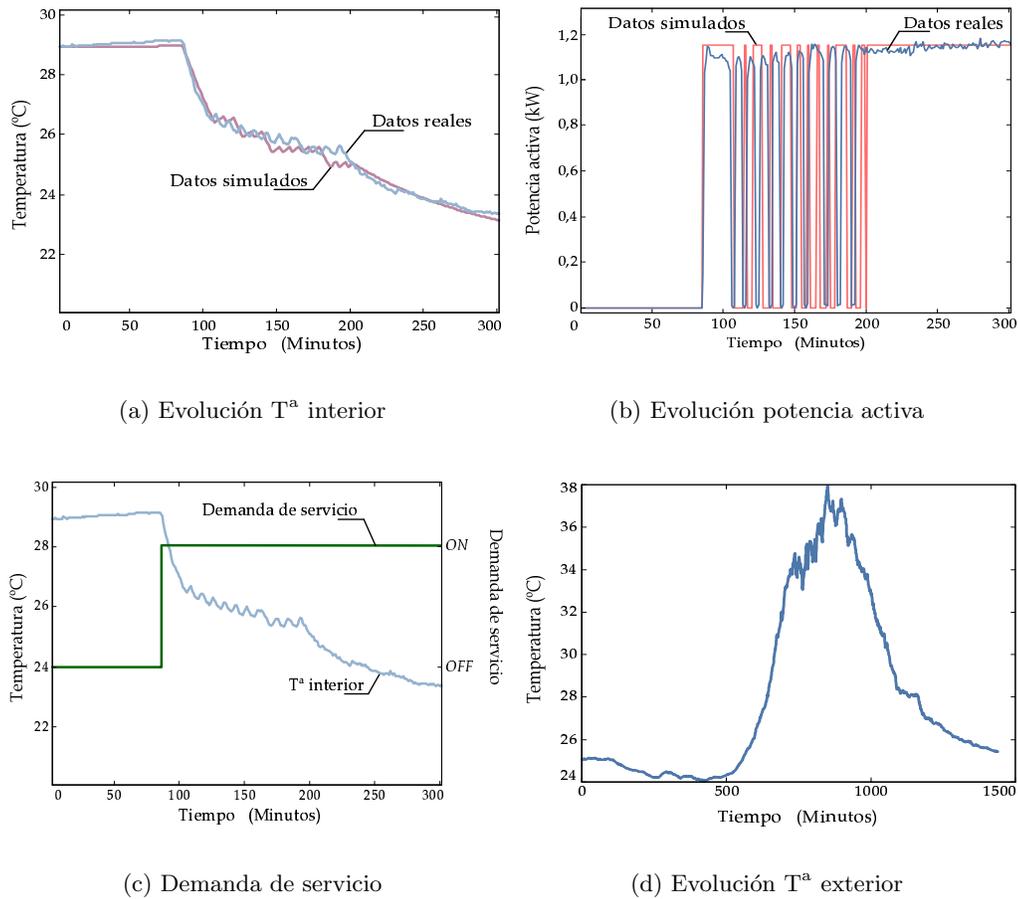


Figura B.8: Ensayo [AA.II].(1)

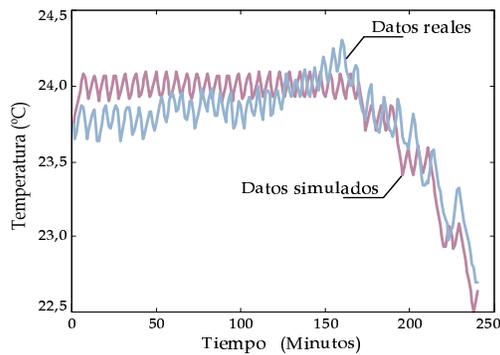
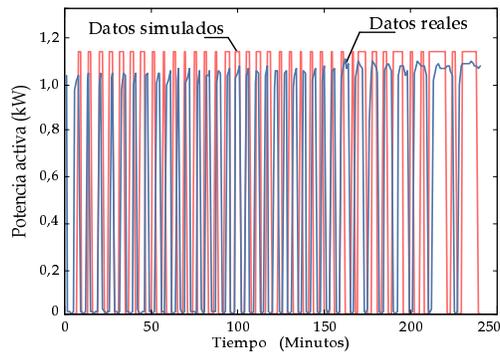
B.2.2.2. Ensayo [AA.II].(2)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

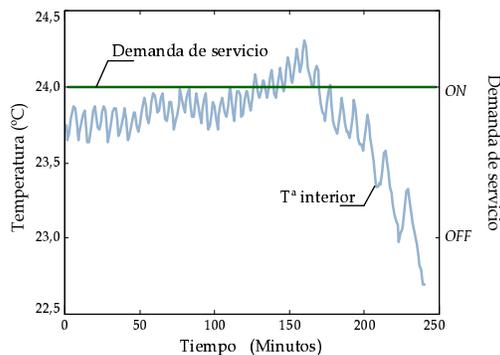
Comienzo de la simulación:	9 horas
Fin de la simulación:	13 horas
Tiempo total de simulación:	4 horas
T^a de consigna:	22 y 24 °C
Carga interior media estimada:	250 W
Radiación solar estimada:	80 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (kWh)	2,24	2,07	7,6
Tiempo de ON global (min)	125	107	14,4
Duty-cycle medio (%)	52	45	13,4
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	34	36	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio

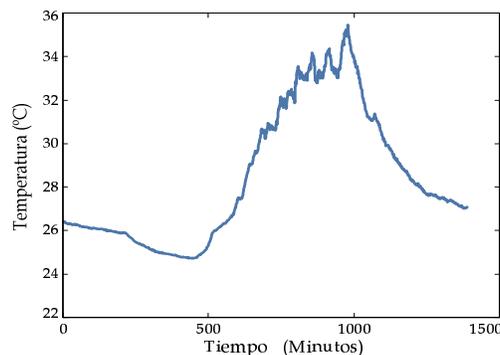
(d) Evolución T^a exterior

Figura B.9: Ensayo [AA.II].(2)

B.2.2.3. Ensayo [AA.II].(3)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Comienzo de la simulación:	12:30 horas
Fin de la simulación:	16:30 horas
Tiempo total de simulación:	4 horas
T^a de consigna:	22 y 24°C
Carga interior media estimada:	50 W
Radiación solar estimada:	85 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (kWh)	2,76	2,31	16,3
Tiempo de ON global (min)	149	120	19,5
<i>Duty-cycle</i> medio (%)	62	52	16
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	30	34	

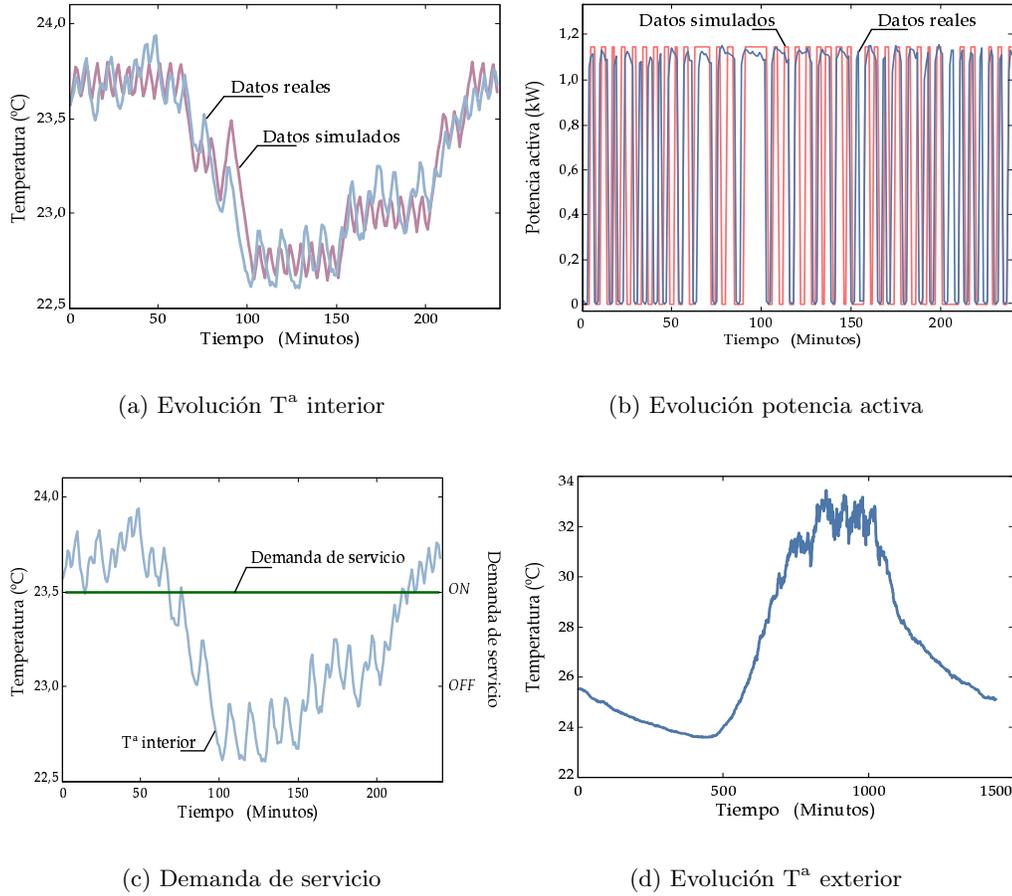


Figura B.10: Ensayo [AA.II].(3)

B.2.3. Sistema elemental [AA.III]

El modelo elemental desarrollado no sólo se ha validado con datos medidos sobre estancias concretas, climatizadas con equipos tipo *split* individuales, sino que también ha sido posible su testeo a partir de ensayos realizados sobre conjuntos de estancias acondicionadas en base a un equipo común —mediante el empleo de conductos de aire—. Este es el caso del sistema elemental cuyas características se recogen en las tablas B.3 y B.4.

En cuanto a las matrices de espacios de estado correspondientes al sistema simplificado de tercer orden —expresiones de (A.38) a (A.47)—, se tiene:

$$[A] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} -0,3565 & 0,1749 & 0 \\ 0,2492 & -12,971 & 11,026 \\ 0 & 0,496 & -0,992 \end{pmatrix} \text{ min}^{-1} \quad (\text{B.6})$$

$$[B] = 10^{-3} \cdot \begin{pmatrix} 0,1815 & 0,0039 & 0 & 0 & 0 \\ 1,6943 & 0 & 0,0123 & 0,0123 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,496 \end{pmatrix}, \quad (\text{B.7})$$

donde b_{11} , b_{21} y b_{35} están calculadas en min^{-1} , y b_{12} , b_{23} , b_{24} lo están en $^{\circ}\text{C}/\text{kJ}$.

Para las *frecuencias naturales* del sistema se tiene,

$$f_1 = 13,4 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_1 = 1,243 \text{ Horas} \quad (\text{B.8})$$

$$f_2 = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_2 = 29,82 \text{ Horas} \quad (\text{B.9})$$

$$f_3 = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ min}^{-1} \Rightarrow \tau_3 = 55,5 \text{ Horas} \quad (\text{B.10})$$

Tabla B.3: Sistema elemental [AA.III]: características generales

Situación: Comunidad Valenciana	Entorno: Campus universitario
Tipos de estancia: Despachos	Ubicación: 1ª planta
Volumen total: 470 m^3	Superficie en planta: 170 m^2
Tabiquería interior: 178 m^2	Porcentaje interior: 63,7 % del total
Iluminación interior: 58 Fluorescentes x 36 W	
<i>Superficie exterior:</i>	$7,62 \text{ m}^2$, Orientación: Este $67,40 \text{ m}^2$, Orientación: Sur $26,40 \text{ m}^2$, Orientación: Oeste
<i>Superficie acristalada:</i>	$4,20 \text{ m}^2$, Orientación: Este $36,80 \text{ m}^2$, Orientación: Sur $14,40 \text{ m}^2$, Orientación: Oeste
<i>Cerramiento exterior:</i>	$3,42 \text{ m}^2$, Orientación: Este $30,60 \text{ m}^2$, Orientación: Sur 12 m^2 , Orientación: Oeste

Tabla B.4: Sistema elemental [AA.III]: características térmicas

<i>Cerramiento exterior</i>	$K_{ce} = 0,384 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ $K_{ce'} = 0,361 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ Cap. térmica= $11180 \text{ kJ}/^\circ\text{C}$
<i>Estancia</i> <i>Ventanas</i>	Cap. térmica equivalente= $7847 \text{ kJ}/^\circ\text{C}$ $K_{vent} = 4 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$
<i>Tabiquería interior</i>	$K_{ti} = 2,99 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ $K_{ti'} = 1,8 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ Cap. térmica= $17696 \text{ kJ}/^\circ\text{C}$
<i>Suelo y techo</i>	$K_{st} = 0,987 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ $K_{st'} = 0,81 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ Cap. térmica= $156740 \text{ kJ}/^\circ\text{C}$

El ensayo realizado sobre este sistema elemental y los resultados de la simulación se presentan a continuación, incluyendo el comportamiento a nivel eléctrico del equipo, con una potencia nominal de 7500 W y un COP de 2,7.

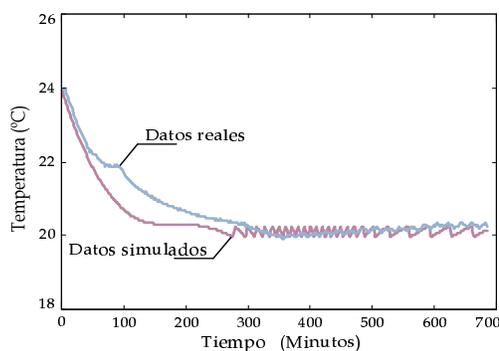
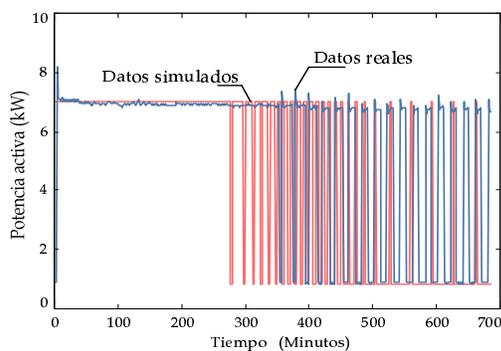
B.2.3.1. Ensayo [AA.III].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

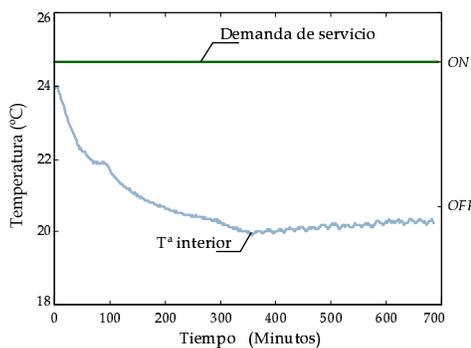
Comienzo de la simulación:	12:35 horas
Fin de la simulación:	24 horas
Tiempo total de simulación:	11 horas 25 minutos
T ^a de consigna:	20 °C
Carga interior media estimada:	600 W
Radiación solar estimada:	85 % de la máxima esperada

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

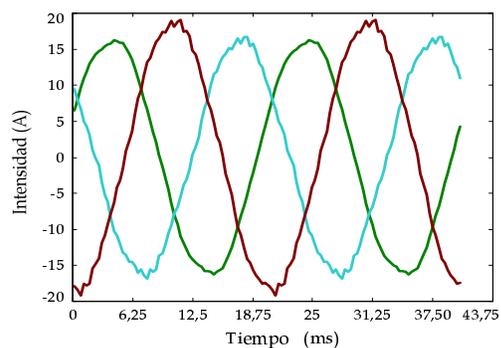
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (<i>kWh</i>)	66	56	15
Tiempo de <i>ON</i> global (<i>min</i>)	528	448	15
<i>Duty-cycle</i> medio (%)	77	65	15,6
Cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	18	24	

(a) Evolución T^a interior

(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Intensidades de fase

Figura B.11: Ensayo [AA.III].(1)

En este caso se aprecia una discrepancia en torno al 15% en referencia a las energías reales y simuladas. Para su justificación ha de tenerse en cuenta que estamos asumiendo una simplificación importante al modelizar la capacidad térmica de todo el conjunto de despachos con un sólo condensador equivalente; además, el período de simulación es considerablemente extenso, lo cual repercute en la pérdida de exactitud de los valores. En cuanto a la diferencia entre las conexiones a *ON* del equipo, éstas se deben principalmente a que la temperatura de consigna es alcanzada durante la simulación en un tiempo menor del que se necesita realmente, por lo que comienza el funcionamiento dentro de la banda muerta del termostato antes de lo previsto, aumentando con ello el número de ciclos *ON-OFF*.

B.2.4. Sistema elemental [AA.IV]

El último sistema elemental empleado para validar este modelo se trata de una estancia sin cerramientos al exterior —un salón de actos—, cuyas características principales se recogen en las tablas B.5 y B.6. En cuanto al equipo climatizador, éste poseía una potencia nominal de 8 kW con un COP nominal de 2,75.

Tabla B.5: Sistema elemental [AA.IV]: características generales

Situación: Comunidad Valenciana	Entorno: Campus universitario
Tipos de estancia: Salón de Actos	Ubicación: 1ª planta
Volumen total: 450 m ³	Superficie en planta: 160 m ²
Tabiquería interior: 205 m ²	Porcentaje interior: 100 % del total
Iluminación interior: 40 Fluorescentes x 36 W	

Tabla B.6: Sistema elemental [AA.IV]: características térmicas

<i>Estancia</i>	Cap. térmica equivalente= 12230 kJ/°C
<i>Tabiquería interior</i>	$K_{ti} = 2,99 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ $K_{ti'} = 1,81 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ Cap. térmica= 20369 kJ/°C
<i>Suelo y techo</i>	$K_{st} = 0,987 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ $K_{st'} = 0,81 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ Cap. térmica= 143070 kJ/°C

Una vez presentadas las características de este sistema elemental, el apartado siguiente muestra los resultados obtenidos en la simulación así como las variables más significativas medidas durante el ensayo.

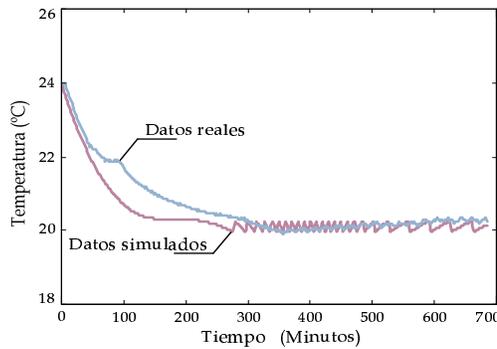
B.2.4.1. Ensayo [AA.IV].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

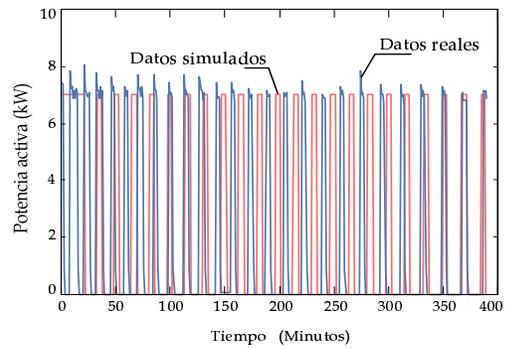
Comienzo de la simulación:	14:50 horas
Fin de la simulación:	21:20 horas
Tiempo total de simulación:	6 horas 30 minutos
T ^a de consigna:	22,5 °C
Carga interior media estimada:	800 W

COMPARACIÓN DE RESULTADOS

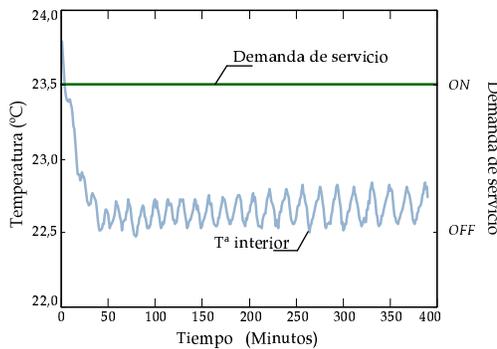
	Medido	Simulado	Error (%)
Energía total demandada (kWh)	13,9	13,5	3
Tiempo de ON global (min)	138	126	8,7
Duty-cycle medio (%)	35	32	8,5
Nº de cambios $m(t) = 0 \Rightarrow m(t) = 1$	26	23	



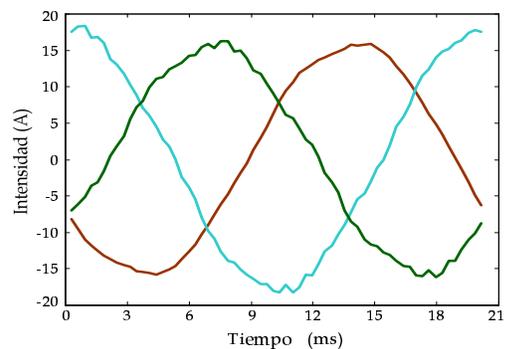
(a) Evolución T^a interior



(b) Evolución potencia activa



(c) Demanda de servicio



(d) Intensidades de fase

Figura B.12: Ensayo [AA.IV].(1)

B.3. Cargas de Acumulación

Los modelos desarrollados para la simulación de cargas elementales de acumulación, tanto para equipos estáticos como dinámicos, han sido igualmente validados bajo diversos sistemas elementales y períodos de carga. En esta sección se recogen una comparativa entre los valores medidos y los resultados obtenidos a partir de aplicar los modelos ya presentados. En cuanto a la nomenclatura empleada, se han seguido las mismas directrices que en el caso anterior, identificando ahora a cada sistema como **AE** o **AD** —según corresponda a un acumulador *estático* o *dinámico*—, seguido de un número en romanos con el que diferenciar cada sistema elemental del mismo grupo.

B.3.1. Sistema elemental [AE.I]

Este sistema elemental se corresponde con el empleado en el capítulo IV para justificar la simplificación del circuito eléctrico en uno de tercer orden. Por tanto las características térmicas y eléctricas son ya conocidas, así como las matrices de espacios de estados implementadas —expresiones (A.82) y (A.83)—. Seguidamente se pasa a comparar los resultados obtenidos con el modelo y los datos reales medidos bajo diferentes situaciones, antes, las figuras B.13 y B.14 muestran el sistema general de medida aplicado al caso de acumuladores estáticos, así como los componentes principales de los que constan este tipo de equipos.



Figura B.13: Sistema general: acumulador estático

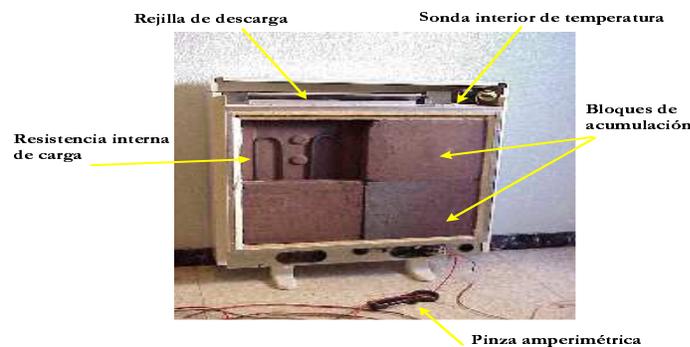


Figura B.14: Acumulador estático: descripción de componentes

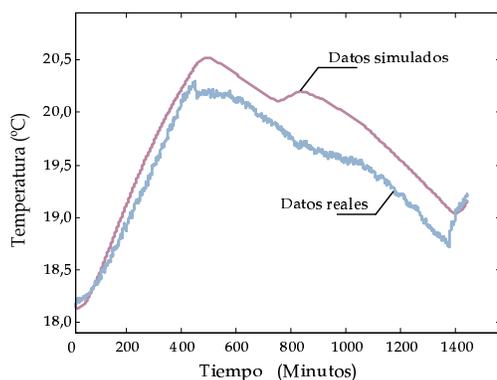
B.3.1.1. Ensayo [AE.I].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

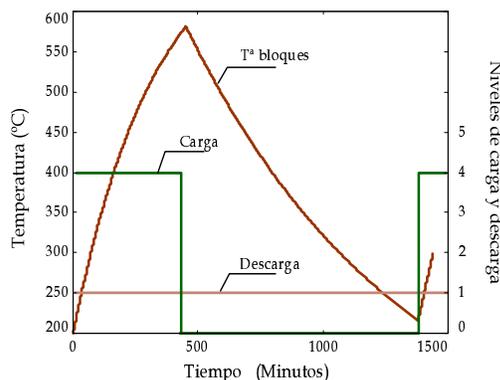
Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	15,5 °C
Carga interior media estimada:	100 W
Radiación solar estimada:	85 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

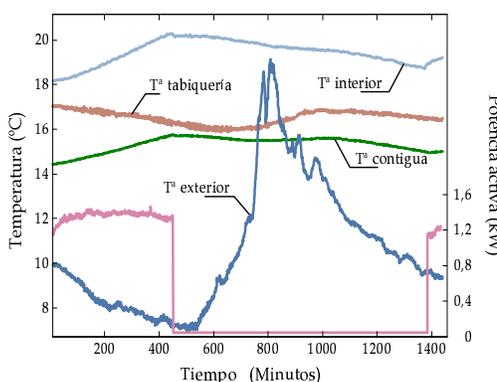
T ^a media de la estancia (°C):	19,4	19,7 (Medida)
Energía demandada (kWh):	11,7	10,4 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	8 kWh	(69%)
Energía cedida. Período de carga:	3,7 kWh	(31%)
Energía cedida. Período de descarga:	6,84 kWh	(58%)



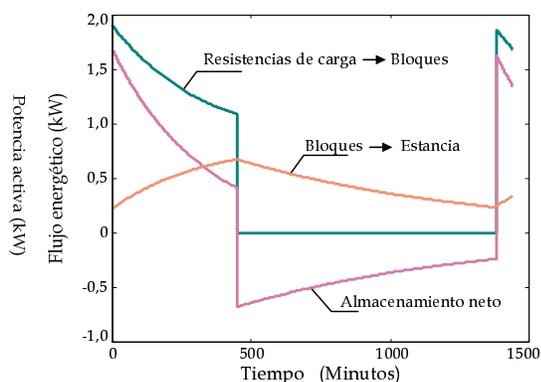
(a) T^a interior. Comparación de resultados



(b) T^a media bloques



(c) Evolución variables medidas



(d) Flujos energéticos del acumulador

Figura B.15: Ensayo [AE.I].(1)

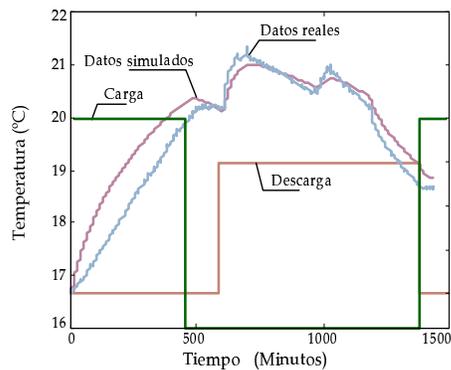
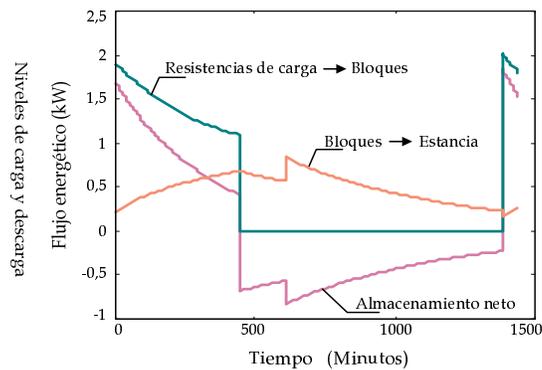
B.3.1.2. Ensayo [AE.I].(2)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

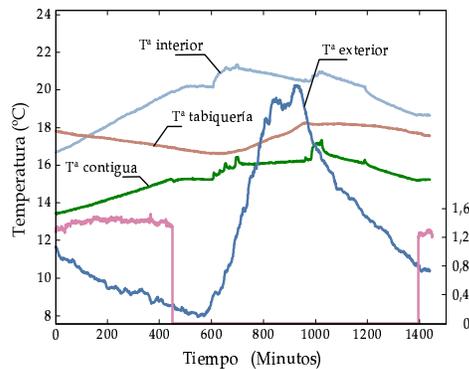
Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	15 °C
Carga interior media estimada:	100 W
Radiación solar estimada:	90 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

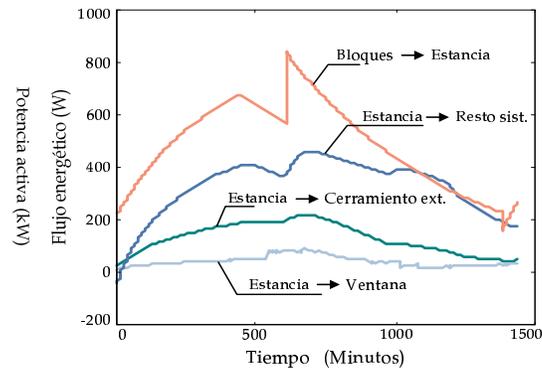
T ^a media de la estancia (°C):	19,9	19,6 (Medida)
Energía demandada (kWh):	11,87	11,1 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	8,24 kWh	(70 %)
Energía cedida. Período de carga:	3,63 kWh	(30 %)
Energía cedida. Período de descarga:	8,01 kWh	(67 %)

(a) T^a interior. Comparación de resultados

(b) Flujos energéticos acumulador



(c) Variables medidas



(d) Flujos energéticos estancia

Figura B.16: Ensayo [AE.I].(2)

B.3.1.3. Ensayo [AE.I].(3)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	16 °C
Carga interior media estimada:	150 W
Radiación solar estimada:	70 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

T ^a media de la estancia (°C):	20,2	20,4 (Medida)
Energía demandada (kWh):	10,91	10,46 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	6,73 kWh	(62%)
Energía cedida. Período de carga:	4,18 kWh	(38%)
Energía cedida. Período de descarga:	7,13 kWh	(65%)

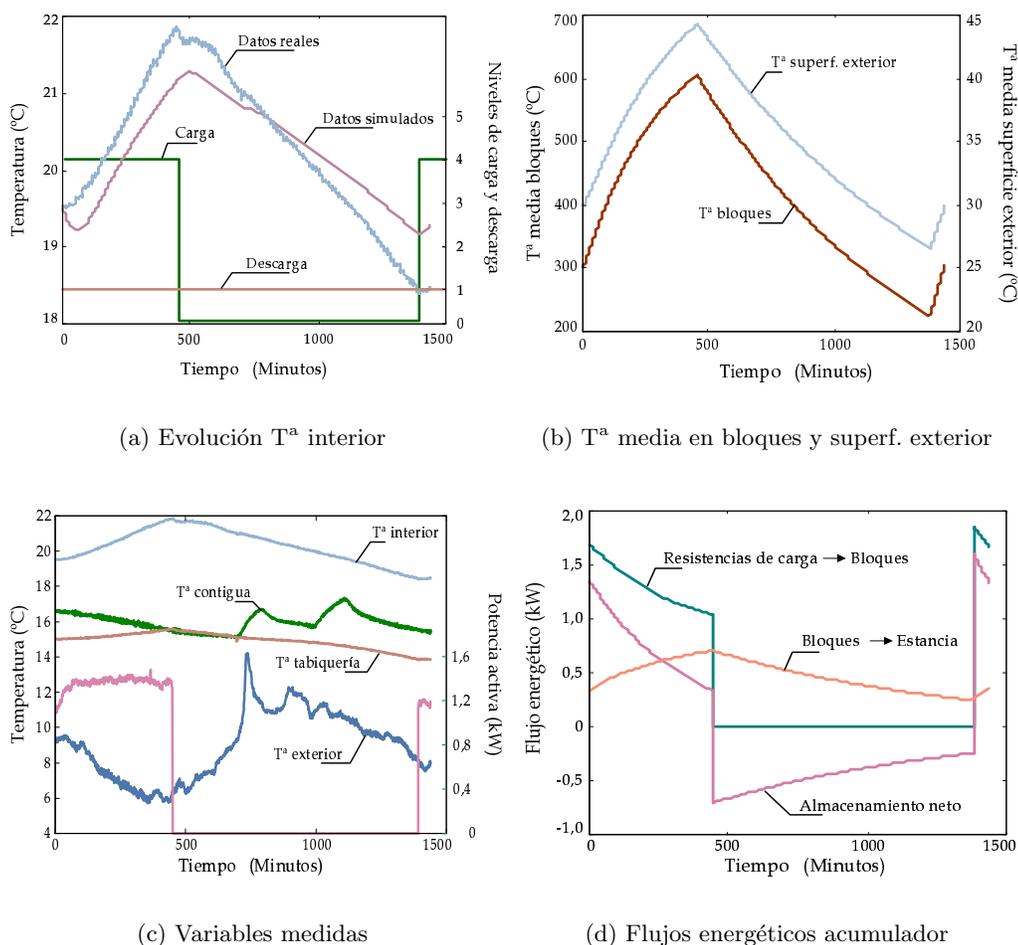


Figura B.17: Ensayo [AE.I].(3)

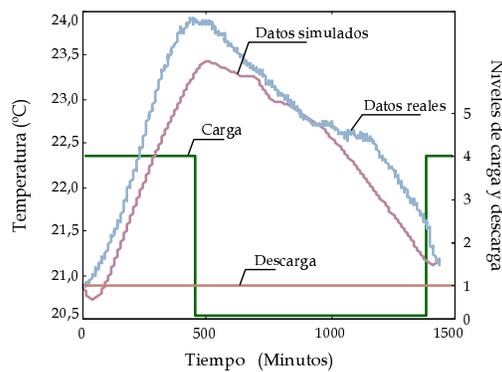
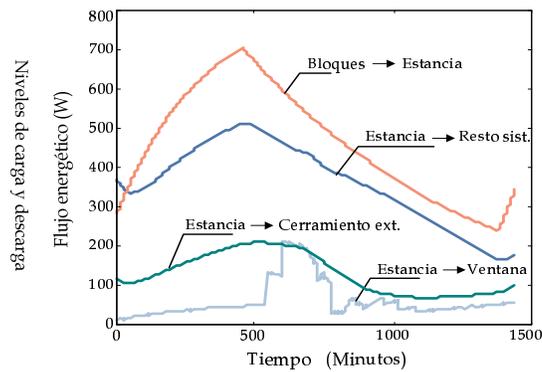
B.3.1.4. Ensayo [AE.I].(4)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

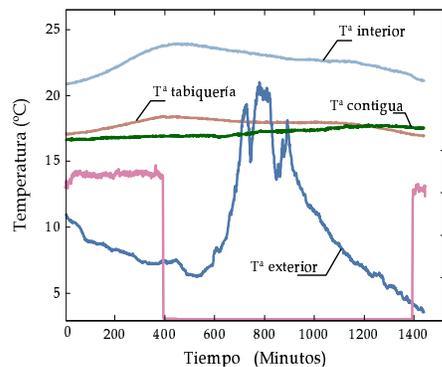
Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	17 °C
Carga interior media estimada:	150 W
Radiación solar estimada:	70 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

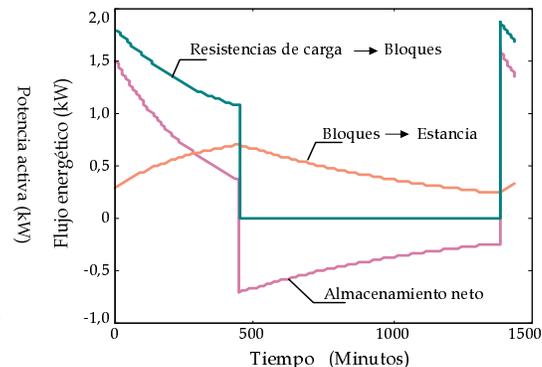
T ^a media de la estancia (°C):	22,3	22,6 (Medida)
Energía demandada (kWh):	11,36	10,01 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	7,34 kWh	(65 %)
Energía cedida. Período de carga:	4,02 kWh	(35 %)
Energía cedida. Período de descarga:	7,04 kWh	(62 %)

(a) Evolución T^a interior

(b) Flujos energéticos estancia



(c) Variables medidas



(d) Flujos energéticos acumulador

Figura B.18: Ensayo [AE.I].(4)

B.3.2. Sistema elemental [AE.II]

De acuerdo con lo comentado en el capítulo VI, en referencia a la posibilidad de reducir el número de bloques de acumulación al tiempo que se dividía el período nocturno de carga en dos subperíodos —uno nocturno y otro diurno—, el modelo elemental también ha sido validado a partir de las medidas realizadas sobre un sistema elemental similar al anterior, en el cual el número de bloques de acumulación considerados era la mitad de los iniciales. Por tanto, los únicos parámetros que han sufrido variación son los asociados al acumulador de calor, en concreto, la capacidad térmica de los bloques — C_{cb} —, y la resistencia térmica que modeliza el flujo energético establecido durante el período de carga entre las resistencias de carga y los bloques de acumulación.

Con todo ello, los apartados siguientes recogen tanto los ensayos realizados como los resultados obtenidos de las simulaciones para este sistema elemental.

B.3.2.1. Ensayo [AE.II].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	13,5 °C
Carga interior media estimada:	100 W
Radiación solar estimada:	90 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

T ^a media de la estancia (°C):	15,8	15,9 (Medida)
Energía global demandada (kWh):	6,323	6,727 (Medido)
<i>1^{er} Período de carga/descarga (4 – 13 horas)</i>		
Energía demandada (kWh):	3,132	3,214 (Medido)
Energía acumulada. Período de carga:	2 kWh	(64 %)
Energía cedida. Período de carga:	1,132 kWh	(36 %)
Energía cedida. Período de descarga:	1,596 kWh	
<i>2^o Período de carga/descarga (13 a 24 horas)</i>		
Energía demandada (kWh):	3,121	3,513 (Medido)
Energía acumulada. Período de carga:	1,597 kWh	(51 %)
Energía cedida. Período de carga:	1,524 kWh	(49 %)
Energía cedida. Período de descarga:	2,15 kWh	

B.3.2.2. Ensayo [AE.II].(2)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	14,5 °C
Carga interior media estimada:	150 W
Radiación solar estimada:	90 % de la máxima esperada

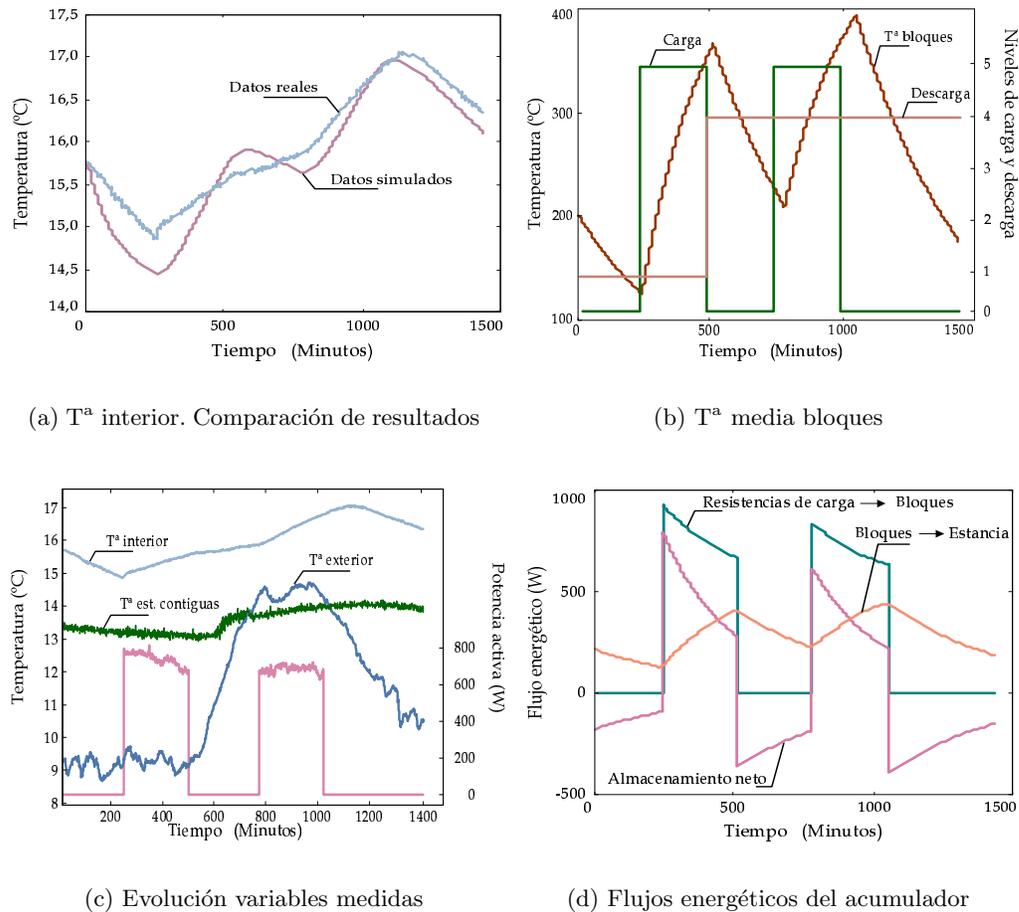


Figura B.19: Ensayo [AE.II].(1)

RESULTADOS SIMULACIÓN

T^a media de la estancia ($^{\circ}C$):	15,6	15,8 (Medida)
Energía global demandada (kWh):	6,727	6,323 (Medido)
<i>1^{er} Período de carga/descarga (4 – 13 horas)</i>		
Energía demandada (kWh):	3,132	3,218 (Medido)
Energía acumulada. Período de carga:	1,98 kWh	(63%)
Energía cedida. Período de carga:	1,152 kWh	(37%)
Energía cedida. Período de descarga:	1,597 kWh	
<i>2^o Período de carga/descarga (13 a 24 horas)</i>		
Energía demandada (kWh):	3,124	3,105 (Medido)
Energía acumulada. Período de carga:	1,596 kWh	(51%)
Energía cedida. Período de carga:	1,528 kWh	(49%)
Energía cedida. Período de descarga:	2,151 kWh	

B.3.3. Sistema elemental [AE.III]

Las características mostradas en las tablas B.7 y B.8 corresponden al último sistema elemental en el que se implantó un acumulador estático y sobre el que se realizaron las oportunas medidas de variables térmicas y eléctricas. En este caso,

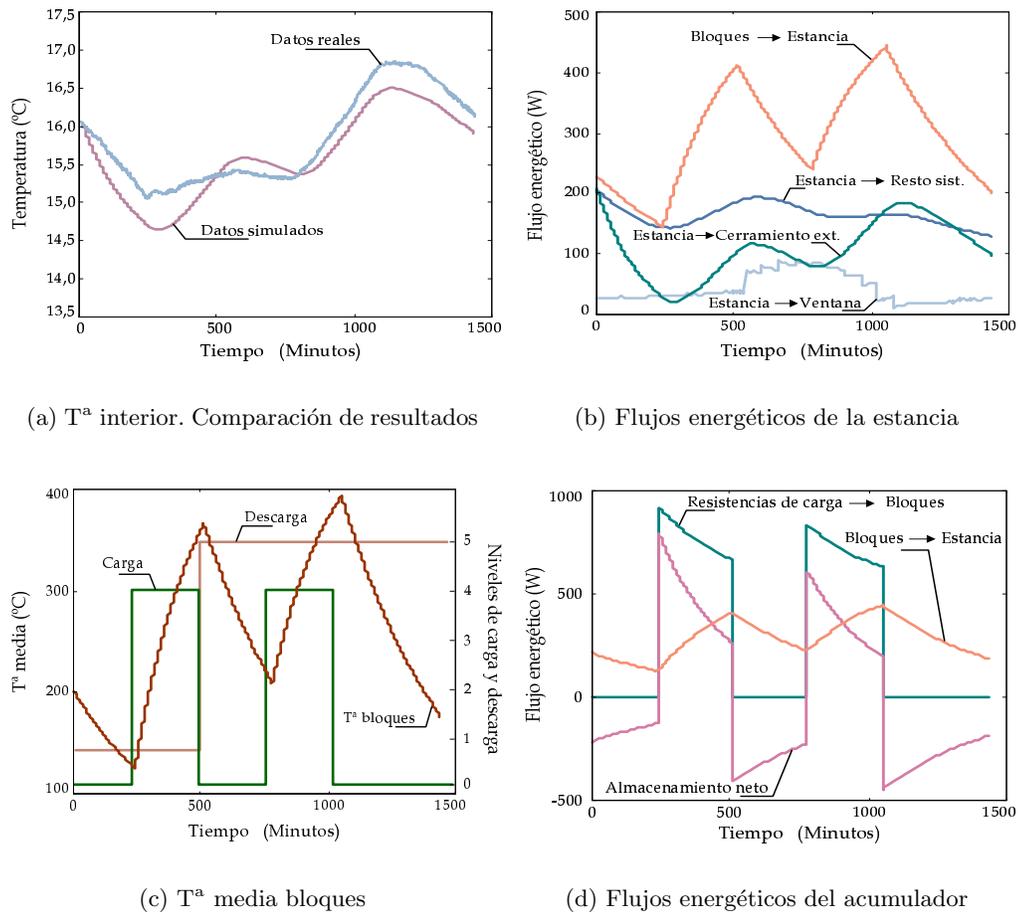


Figura B.20: Ensayo [AE.II].(2)

el período de carga se desplazó en el eje temporal hasta horas correspondientes al período de mañana, estableciendo la repercusión provocada en la evolución de la temperatura interior y comprobando la validez del modelo elemental ante estas situaciones.

Tabla B.7: Sistema elemental [AE.III]: características generales

Situación: Región de Murcia	Entorno: Campus universitario
Tipo de estancia: Despacho	Ubicación: 2ª planta
Volumen de la estancia: $32 m^3$	Orientación exterior: Norte-NorEste
Superficie exterior: $20 m^2$	Porcentaje al exterior: 50 % del total
Superficie acristalada: $3 m^2$	Porcentaje: 15 % de la superf. exterior
Cerramiento exterior: $17 m^2$	Porcentaje: 85 % de la superficie exterior
Tabiquería interior: $20 m^2$	Porcentaje interior: 50 % del total
Iluminación interior: 4 Fluorescentes x 58 W	

Tabla B.8: Sistema elemental [AE.III]: características térmicas

<i>Cerramiento exterior</i>	$K_{ce} = 1,965 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	$K_{ce'} = 1,47 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	Peso= $258 kg/m^2$
	Cap. térmica= $2750 kJ/^\circ C$
<i>Estancia</i>	Cap. térmica equivalente= $472 kJ/^\circ C$
<i>Ventanas</i>	$K_{vent} = 5 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
<i>Tabiquería interior</i>	$K_{ti} = 4,49 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	$K_{ti'} = 2,25 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	Peso= $96 kg/m^2$
	Cap. térmica= $810 kJ/^\circ C$
<i>Suelo y techo</i>	$K_{st} = 3,41 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	$K_{st'} = 1,60 W/(m^2 \cdot ^\circ C)$
	Peso= $435 kg/m^2$
	Cap. térmica= $4375 kJ/^\circ C$

B.3.3.1. Ensayo [AE.III].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	22,5 °C
Carga interior media estimada:	100 W
Radiación solar estimada:	75 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

T ^a media en bloques:	335 °C	
T ^a media de la estancia (°C):	22,3	22,6 (Medida)
Energía demandada (kWh):	10,91	10,01 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	7,34 kWh	(65 % del total)
Energía cedida. Período de descarga:	7,03 kWh	(62 % del total)

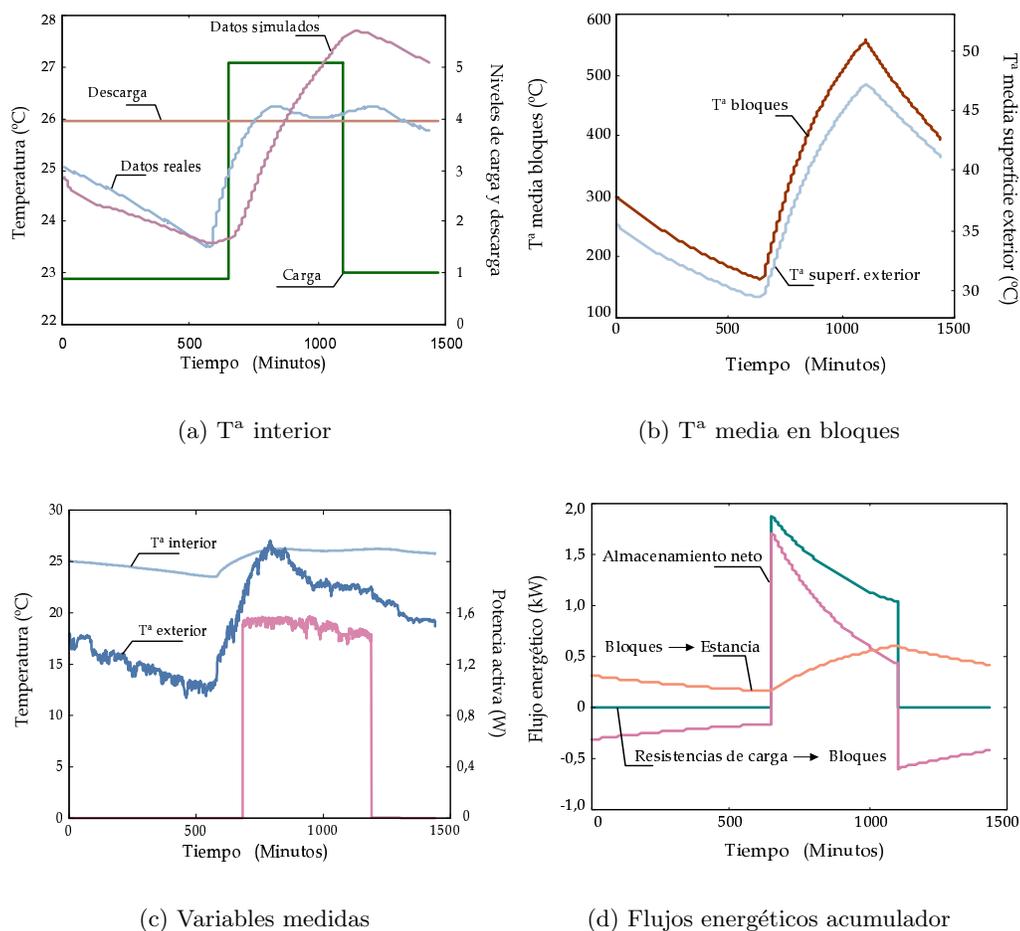


Figura B.21: Ensayo [AE.III].(1)

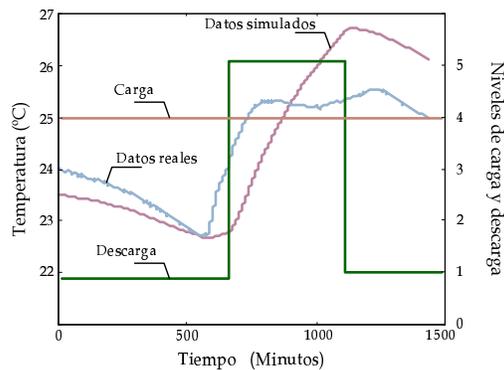
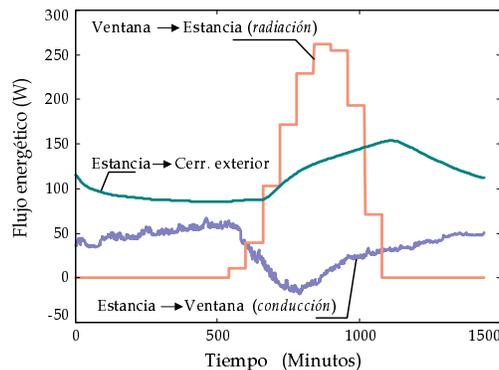
B.3.3.2. Ensayo [AE.III].(2)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

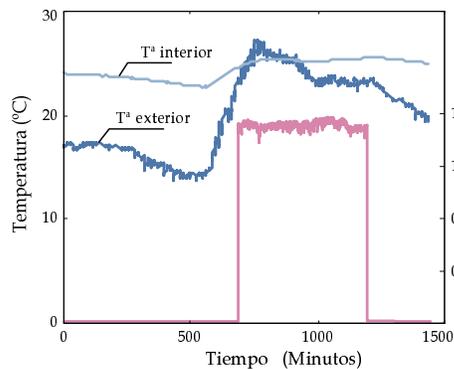
Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	21 °C
Carga interior media estimada:	150 W
Radiación solar estimada:	80 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

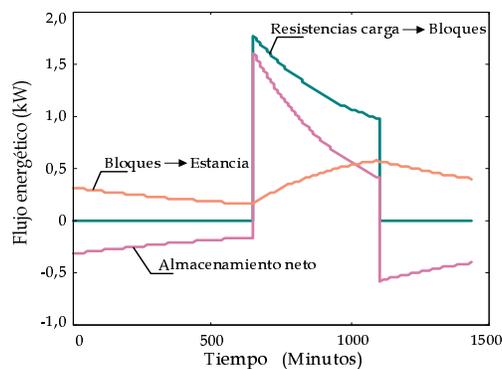
T ^a media en bloques:	335 °C	
T ^a media de la estancia (°C):	22,3	22,6 (Medida)
Energía demandada (kWh):	10,91	10,01 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	7,34 kWh	(65% del total)
Energía cedida. Período de descarga:	7,03 kWh	(62% del total)

(a) T^a interior

(b) Flujos energéticos estancia



(c) Variables medidas



(d) Flujos energéticos acumulador

Figura B.22: Ensayo [AE.III].(2)

B.3.4. Sistema elemental [AD.I]

Este sistema elemental se corresponde con el presentado en el capítulo IV, dentro del apartado dedicado a la validación del modelo para acumuladores de calor dinámicos. Por tanto las características térmicas y eléctricas son ya conocidas —ver tabla IV.9—. No obstante, y a modo de complemento, se recoge en la figura B.23 el comportamiento eléctrico del acumulador dinámico durante el período de carga. Nótese que el equipo genera una desconexión automática antes de finalizar el período asignado para la carga, este comportamiento se encuentra asociado a los requisitos impuestos por el cliente y al nivel de acumulación con el que partía el propio equipo.

En las páginas siguientes se recogen dos ejemplos de los ensayos realizados con este tipo de acumuladores, así como los resultados obtenidos con el modelo elemental desarrollado. Dichos ensayos, junto con el ya presentado en el capítulo IV —ver apartado IV.3.4.3— completarían el proceso de validación propuesto para el modelo elemental desarrollado para sistemas elementales con acumuladores dinámicos.

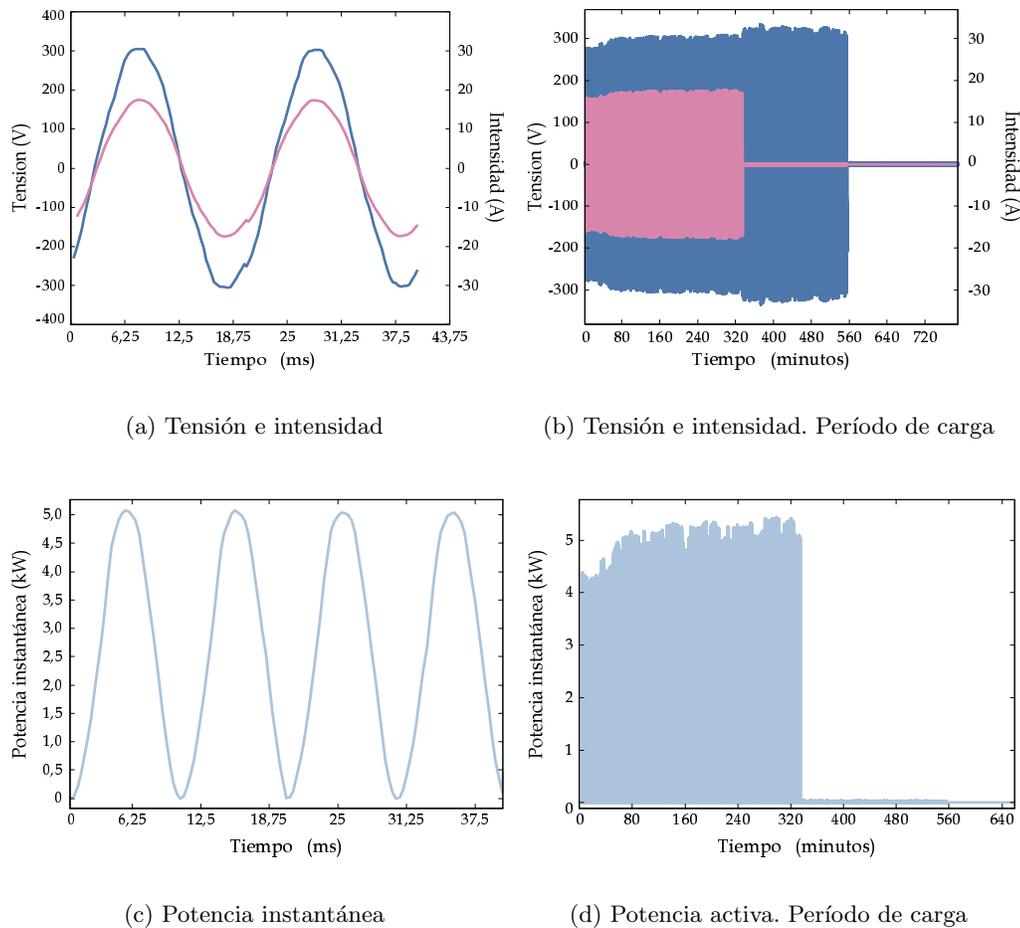


Figura B.23: Acumulador dinámico: comportamiento eléctrico

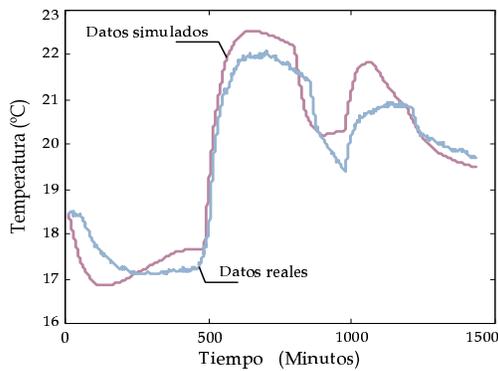
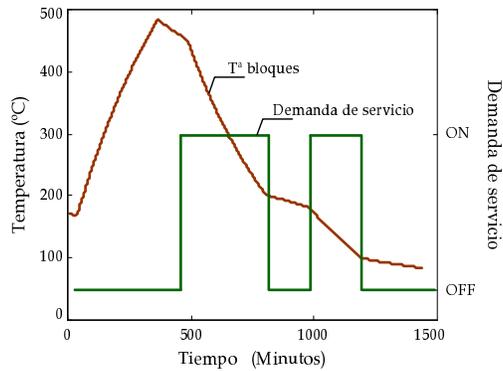
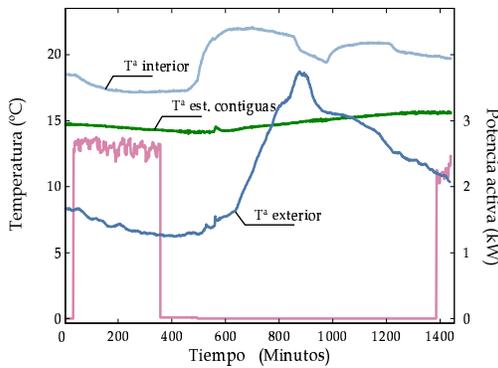
B.3.4.1. Ensayo [AD.I].(1)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

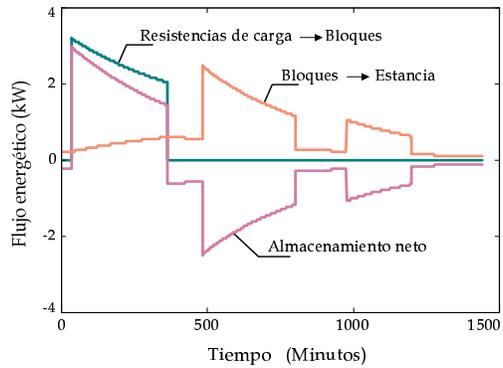
Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	16 °C
Carga interior media estimada:	150 W
Radiación solar estimada:	90 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

T ^a media de la estancia (°C):	19,8	19,6 (Medida)
Energía demandada (kWh):	14,5	16,1 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	10,6 kWh	(75 % del total)
Energía cedida. Período de descarga:	3,9 kWh	(25 % del total)

(a) T^a interior(b) T^a media en bloques

(c) Variables medidas



(d) Flujos energéticos acumulador

Figura B.24: Ensayo [AD.I].(1)

B.3.4.2. Ensayo [AD.I].(2)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tiempo total de simulación:	24 horas
T ^a media estancias contiguas:	15,5 °C
Carga interior media estimada:	100 W
Radiación solar estimada:	70 % de la máxima esperada

RESULTADOS SIMULACIÓN

T ^a media de la estancia (°C):	18,8	19,4 (Medida)
Energía demandada (kWh):	13,31	13,87 (Medidos)
Energía acumulada. Período de carga:	9,32 kWh	(70% del total)
Energía cedida. Período de descarga:	3,99 kWh	(30% del total)

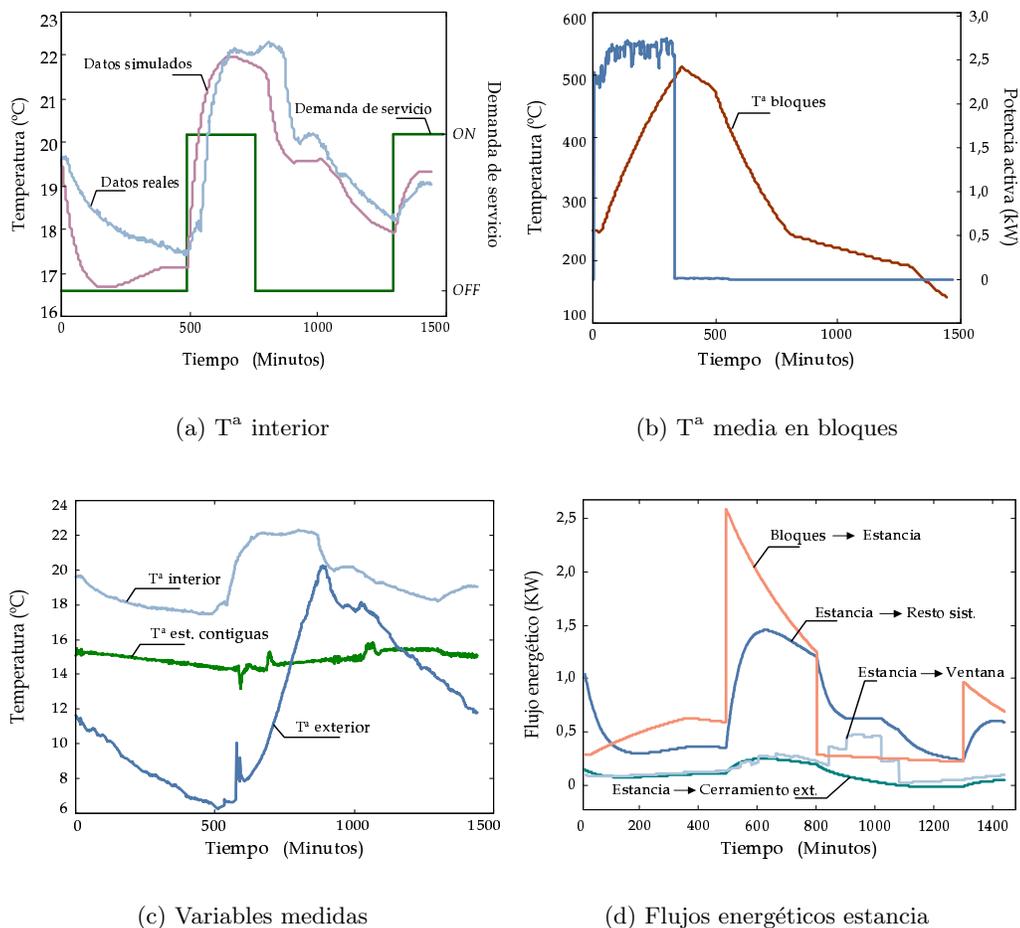


Figura B.25: Ensayo [AD.I].(2)