



Universidad Carlos III de Madrid

ESCUELA DE POSTGRADO DE INGENIERÍA Y CIENCIAS BÁSICAS

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Trabajo Fin de Máster

GESTIÓN ENERGÉTICA DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN
HETEROGÉNEO BAJO EL PARADIGMA *ENERGY HUB*

- Autor -

D. Jerónimo Ramos Teodoro

- Tutor académico-

Dr. D. Alberto Jardón Huete

- Cotutores-

Dr. D. Francisco Rodríguez Díaz Dr. D. Manuel Berenguel Soria

Leganés, julio 2017

Agradecimientos

A lo largo de este último año, muchas han sido las personas que han contribuido de manera directa o indirecta al desarrollo de este trabajo y quisiera aprovechar estas líneas para expresar mi gratitud citando a algunas de ellas.

En el ámbito académico, a mis tutores de la Universidad de Almería, Paco y Manolo, quienes sabiamente han atendido mis dudas y han puesto gran parte de su tiempo a la disposición de este trabajo. A mi tutor en la Carlos III, Alberto, por aceptar sin objeción alguna dirigir este trabajo a distancia. Al resto de participantes del proyecto ENERPRO, por servir sus publicaciones como base para el desarrollo de este trabajo: Manolo Pérez, Antonio Giménez, María del Mar, José Luis Blanco, José Luis Torres, Javier López, Julio Elías, Juan Diego, Diego, Julián, Patricia, Luis, Lidia, Javier Bonilla, José Luis Guzmán, José Carlos, Domingo, Jorge, José Antonio, Guillermo, Francisco, Alba y Juan Antonio.

Fuera del ámbito académico, a los *gayses de Leganés*: Gumer, José, Emilio, Juan, Sola, Pablo, Cristina, María, Adri y Paco, por el año y medio haciendo piña juntos. A mi familia, Jero, Lola, Máriam y Ángeles, por su apoyo inestimable.

Este trabajo ha sido desarrollado en el ámbito del Proyecto R+D+i del Plan Nacional DPI2014-56364-C2-1-R del Ministerio de Economía y Competitividad y Fondos FEDER.

Resumen

Este trabajo trata del modelado y gestión de un sistema de recursos heterogéneos que incluye agua, dióxido de carbono, electricidad y energía térmica bajo la perspectiva de los *energy hub*. El sistema integra una desaladora solar, un invernadero, un edificio bioclimático, un vehículo autónomo y un parking fotovoltaico que pueden demandar, proporcionar y/o almacenar los recursos mencionados anteriormente. Por tanto, es necesario disponer tanto de los modelos de predicción de radiación solar y de consumo de recursos como de los modelos de producción y almacenamiento de cada dispositivo para establecer una estrategia de control que permita reducir el coste de operación total de la planta.

En este sentido, la programación no lineal en entero mixta se considera una herramienta útil para resolver el problema de optimización que mejor encaja con la planta propuesta. Así pues, a través del algoritmo *fminconset* ejecutado en MATLAB es posible obtener resultados satisfactorios con diferentes condiciones climatológicas y estrategias de control.

Palabras clave: *energy hub*, gestión de recursos, eficiencia energética, programación no lineal en enteros mixta.

Abstract

This work deals with modelling and management of a heterogeneous resources system, including water, carbon dioxide, electricity and thermal energy, under the view of the energy hub. The system integrates a solar desalination plant, a greenhouse, a bioclimatic building, an autonomous vehicle and a photovoltaic parking which may demand, supply and/or storage the above-mentioned resources. Therefore, it is necessary provide both solar radiation and resources consumption forecast models and production and storage models of each device to set up a control strategy which allows decrease the total operation cost of the plant.

In this way, mixed integer nonlinear programming is considered a useful tool to solve the optimization problem which best fits the proposed test-bed plant. So, by means of the algorithm *fminconset* run in MATLAB it is possible getting satisfying results with different weather conditions and control strategies.

Keywords: energy hub, resources management, energy efficiency, mixed integer nonlinear programming.

Índice general

Resumen	I
Abstract	II
Índice general	III
Índice de figuras	VI
Índice de tablas	IX
Siglas y acrónimos	X
Nomenclatura	XII
Capítulo 1. Introducción.....	2
1.1. Motivación.....	2
1.2. Contexto.....	3
1.3. Objetivos.....	4
1.4. Planificación.....	5
1.5. Resumen de resultados.....	7
1.6. Estructura de la memoria.....	8
Capítulo 2. Revisión bibliográfica.....	9
2.1. Sistemas de producción renovables.....	9
2.2. Modelos de predicción de recursos.....	10
2.2.1. Predicción de la radiación solar.....	10
2.2.2. Predicción del consumo energético.....	11
2.2.3. Predicción del consumo hídrico y de CO ₂	12

2.3. Gestión de recursos heterogéneos: los sistemas multi-energía	13
Capítulo 3. Descripción de la planta de ensayos de ENERPRO.....	15
3.1. Introducción.....	15
3.2. Edificio bioclimático CIESOL	16
3.3. Planta desaladora.....	19
3.4. Invernadero	22
3.5. Vehículo eléctrico eCARM	23
3.6. Parking fotovoltaico.....	24
Capítulo 4. Modelado del sistema	25
4.1. Planteamiento del modelo energy hub.....	25
4.1.1. Formulación del modelo de conversión y almacenamiento	28
4.1.2. Restricciones del modelo.....	30
4.2. Modelado de la capacidad de producción y almacenamiento	32
4.2.1. Radiación solar	32
4.2.2. Suministro hídrico y eléctrico, desaladora y sistemas de apoyo térmico	34
4.2.3. Sistemas de almacenamiento.....	35
4.3. Modelado de los coeficientes de conversión	37
4.3.1. Energía solar fotovoltaica	37
4.3.2. Energía solar térmica.....	43
4.3.3. Planta desaladora.....	44
4.3.4. Sistemas de climatización, apoyo y almacenamiento	45
Capítulo 5. Simulación del energy hub	47
5.1. Análisis de la disponibilidad y demanda de recursos.....	47
5.2. Planteamiento y programación en MATLAB del problema.....	52
5.3. Simulación y análisis de resultados	54

Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros	66
6.1. Conclusiones.....	66
6.2. Trabajos futuros.....	67
Bibliografía	69
Anexo A. Código MATLAB del modelo	78

Índice de figuras

Figura 1.1. Enfoque y diagrama funcional de la planta de pruebas. Fuente: [3].....	4
Figura 1.2. Esquema del sistema de control propuesto	5
Figura 1.3. Cronograma con la distribución temporal de actividades	6
Figura 3.1. Vista exterior del edificio bioclimático CIESOL.....	16
Figura 3.2. Esquema del sistema eléctrico y de climatización de CIESOL. Fuente: [56]	17
Figura 3.3. Instalación fotovoltaica (rojo) y de captadores solares (naranja) en CIESOL	17
Figura 3.4. Diagrama del sistema de climatización de CIESOL. Fuente: [55].....	18
Figura 3.5. Diagrama del sistema eléctrico de CIESOL. Fuente: [56]	19
Figura 3.6. Diagrama conceptual del sistema AQUASOL. Fuente: [62].....	20
Figura 3.7. Elementos del sistema AQUASOL: tanques de almacenamiento térmico (arriba), campo de captadores solares (abajo) y desaladora MED (derecha). Fuente: [65]	21
Figura 3.8. Invernadero experimental, cultivos y sistemas de medida. Fuente: [65]	22
Figura 3.9. Vehículo eléctrico eCARM de la UAL.....	23
Figura 3.10. Vista del parking fotovoltaico de la UAL	24
Figura 4.1. Representación genérica del modelo <i>energy hub</i> . Fuente: [2].....	25
Figura 4.2. Modelo <i>energy hub</i> propuesto para la gestión de la planta ENERPRO	27
Figura 4.3. Circuito equivalente para un panel fotovoltaico	38
Figura 5.1. Perfil de radiación solar global (a) y temperatura (b).....	48
Figura 5.2. Perfil de radiación solar difusa (a) y directa (b)	48

Figura 5.3. Perfil de demanda eléctrica.....	49
Figura 5.4. Perfil de demanda térmica en CIESOL para día frío (a) y cálido (b).....	49
Figura 5.5. Perfil de demanda térmica del invernadero (b).....	50
Figura 5.6. Perfil de demanda hídrica para día frío (a) y cálido (b)	51
Figura 5.7. Perfil de demanda de CO ₂	51
Figura 5.8. Reparto de potencia eléctrica y evolución de la energía almacenada con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b).....	56
Figura 5.9. Reparto de potencia eléctrica y evolución de la energía almacenada sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)	56
Figura 5.10. Reparto de potencia térmica de refrigeración y evolución de la energía almacenada en CIESOL con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)	57
Figura 5.11. Reparto de potencia térmica de refrigeración y evolución de la energía almacenada en CIESOL sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)	57
Figura 5.12. Reparto de potencia térmica de calefacción y evolución de la energía almacenada en CIESOL con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)	58
Figura 5.13. Reparto de potencia térmica de calefacción y evolución de la energía almacenada en CIESOL sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b).....	58
Figura 5.14. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en la desaladora con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b).....	59
Figura 5.15. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en la desaladora sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b).....	59
Figura 5.16. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en el invernadero con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b).....	60
Figura 5.17. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en el invernadero sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b).....	60
Figura 5.18. Reparto de caudales y evolución del agua almacenada con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b).....	61

Figura 5.19. Reparto de caudales y evolución del agua almacenada sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b).....61

Figura 5.20. Reparto del caudal y evolución del CO₂ almacenado con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b).....62

Figura 5.21. Reparto del caudal y evolución del CO₂ almacenado sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b).....62

Índice de tablas

Tabla 1.1. Resumen de tareas.....	7
Tabla 2.1. Comparación de los métodos de predicción del consumo energético en edificios. Adaptación de: [25].....	12
Tabla 3.1. Especificaciones de diseño de la planta MED de la PSA. Fuente: [63]	20
Tabla 3.2. Características técnicas del vehículo eCARM.....	24
Tabla 4.1. Restricciones debidas a la capacidad de producción y almacenamiento	31
Tabla 4.2. Restricciones debidas a los flujos de recursos	32
Tabla 4.3. Restricciones debidas a los procesos no simultáneos	32
Tabla 4.4. Datos de cálculo de las instalaciones de producción solares	34
Tabla 4.5. Datos estimados para las instalaciones de almacenamiento térmico.....	36
Tabla 4.6. Resumen de los límites superiores en los sistemas de almacenamiento.....	37
Tabla 4.7. Parámetros del circuito equivalente de los paneles fotovoltaicos.....	38
Tabla 4.8. Características de los paneles fotovoltaicos	39
Tabla 4.9. Parámetros experimentales para las instalaciones de captadores solares	44
Tabla 4.10. Coeficientes de conversión y degradación de los sistemas de almacenamiento	46
Tabla 5.1. Cantidad total demandada de recursos	52
Tabla 5.2. Costes estimados de los recursos.....	53
Tabla 5.3. Cantidad total suministrada de recursos.....	63
Tabla 5.4. Costes de operación de la planta.....	63

Siglas y acrónimos

- ANN: redes neuronales artificiales (del inglés artificial neural network), 11, 12
- ARFRISOL: el Proyecto Nacional de investigación de Carácter Singular y Estratégico sobre Arquitectura Bioclimática y Frío Solar, 16
- ARM: Grupo de Investigación TEP-197 Automática, Robótica y Mecatrónica, 3
- CCHP: trigeneración (del inglés combined cooling, heat and power), 14
- CHP: cogeneración (del inglés combined heat and power), 14
- CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, 3, 16
- CIESOL: Centro de Investigación en Energía Solar, 3, 4, 16, 17, 18, 19, 28, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 43, 44, 45, 46, 47, 49, 52, 63, 79, 80, 82, 83
- COP: coeficiente de rendimiento (del inglés Coefficient of Performance), 45
- CPC: concentrador parabólico compuesto (del inglés compound parabolic concentrator), 19, 21
- DC: corriente continua (del inglés direct current), 23
- DEAHP: bomba de calor por absorción de doble efecto (del inglés double effect absorption heat pump), 19
- DMG: multi-generación distribuida (del inglés distributed multi-generation), 13
- eCARM: vehículo eléctrico de la Universidad de Almería, 23, 24
- ECMWF: Centro Europeo de Predicciones Meteorológicas a Medio Plazo (del inglés European Centre for Medium-Range Weather Forecasts), 10
- EER: coeficiente de eficiencia energética (del inglés Energy Efficiency Ratio), 45

ENERPRO: Estrategias de control y gestión energética en entornos productivos con apoyo de energías renovables, 3, 4, 6, 15, 22, 24, 25, 26, 27, 33, 34, 47

FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (del inglés Food and Agriculture Organization), 13

FEDER: Fondo Europeo de Desarrollo Regional, 16

GFS: Sistema Global de Predicción (del inglés Global Forecast System), 10

HIRLAM: Modelo en Áreas Limitadas de Alta Resolución (del inglés High Resolution Limited Area Model), 10

IFS: Sistema de Predicción Integrado (del inglés Integrated Forecast System), 10

MED: destilación multiefecto (del inglés multi-effect distillation), 19, 20, 21, 22, 28, 31, 44

MES: sistemas multi-energía (del inglés multi-energy systems), 13, 14

MINLP: programación no lineal en enteros mixta (del inglés mixed integer nonlinear programming), 54

MPC: control predictivo basado en modelo (del inglés model predictive control), 15

NOCT: temperatura normal de operación de la célula (del inglés Normal Operating Cell Temperature), 39, 87

NWS: Servicio Meteorológico Nacional (del inglés National Weather Service), 10

PCI: poder calorífico inferior, 45

PSA: Plataforma Solar de Almería, 3, 20, 44

SVM: máquinas de vectores de soporte (del inglés support vector machine), 11, 12

TFM: Trabajo Fin de Máster, 3, 6

TIC: tecnologías de la información y comunicación, 2

UAL: Universidad de Almería, 3, 16, 23, 24

UC3M: Universidad Carlos III de Madrid, 3

VPP: plantas de energía virtuales (del inglés virtual power plant), 14

WRF: Predicción e Investigación Meteorológica (del inglés Weather Research and Forecasting), 10

Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
a	Modificador del factor de idealidad según el modelo del circuito equivalente para paneles fotovoltaicos.	V
A	Parámetro de cálculo de la ecuación del tiempo.	$^{\circ}$ o rad
A_c	Área de captación.	m^2
$A_{c,T}$	Área de captación total.	m^2
$A_{c,T,i}$	Área total de captación de la instalación i .	m^2
AD	Adelanto oficial.	h
B_{GH}	Caudal de biomasa de entrada a la caldera del invernadero.	$\frac{kg}{h}$
c	Vector de coste de los recursos	—
C	Coefficiente experimental de energía de banda	$^{\circ}C^{-1}$ o K^{-1}
$C(k)$	Matriz de acoplamiento del <i>energy hub</i> .	—
C_c	Potencia térmica (refrigeración) cargada en el sistema de almacenamiento.	kW
C_d	Potencia térmica (refrigeración) descargada en el sistema de almacenamiento.	kW
C_l	Potencia térmica (refrigeración) degradada en el sistema de almacenamiento.	kW
C_o	Potencia térmica (refrigeración) de salida para CIESOL.	kW
c_p	Calor específico a presión constante.	$\frac{J}{kg \cdot K}$

Símbolo	Descripción	Unidades
C_s	Energía térmica (refrigeración) almacenada en el sistema de almacenamiento.	kWh
D_c	Caudal de dióxido de carbono cargado en el sistema de almacenamiento.	$\frac{kg}{h}$
D_d	Caudal de dióxido de carbono descargado en el sistema de almacenamiento.	$\frac{kg}{h}$
D_l	Caudal de dióxido de carbono degradado en el sistema de almacenamiento.	$\frac{kg}{h}$
D_o	Caudal de dióxido de carbono de salida del <i>energy hub</i> .	$\frac{kg}{h}$
D_s	Masa de dióxido de carbono almacenada en el sistema de almacenamiento.	kg
d_{tin}	Retardo debido al movimiento del fluido caloportador.	s
E_c	Potencia eléctrica cargada en el sistema de almacenamiento.	kW
E_d	Potencia eléctrica descargada en el sistema de almacenamiento.	kW
E_g	Energía de banda	eV o J
E_I	Potencia eléctrica de entrada al <i>energy hub</i> a través de la red de suministro.	kW
E_l	Potencia eléctrica degradada en el sistema de almacenamiento.	kW
E_o	Potencia eléctrica de salida del <i>energy hub</i> .	kW
E_s	Energía eléctrica almacenada en el sistema de almacenamiento.	kWh
ET	Término de ajuste de la hora solar basado en la ecuación del tiempo.	h
G	Radiación total en el plano horizontal por unidad de área.	$\frac{W}{m^2}$
G_b	Radiación directa en el plano horizontal por unidad de área.	$\frac{W}{m^2}$
G_d	Radiación difusa en el plano horizontal por unidad de área.	$\frac{W}{m^2}$
G_{NOCT}	Radiación solar en condiciones normales de operación ($800 W/m^2$)	$\frac{W}{m^2}$

Símbolo	Descripción	Unidades
G_{st}	Radiación incidente por unidad de área sobre un panel fotovoltaico en condiciones estándar (1000 W/m ²).	$\frac{W}{m^2}$
G_T	Radiación incidente en el plano inclinado por unidad de área.	$\frac{W}{m^2}$
$G_{T,i}$	Radiación incidente en el plano inclinado por unidad de área en la instalación i .	$\frac{W}{m^2}$
H_{CS}	Potencia térmica (calefacción) de salida para CIESOL.	kW
$H_{CS,c}$	Potencia térmica (calefacción) cargada en el sistema de almacenamiento de CIESOL.	kW
$H_{CS,d}$	Potencia térmica (calefacción) descargada en el sistema de almacenamiento de CIESOL.	kW
$H_{CS,l}$	Potencia térmica (calefacción) degradada en el sistema de almacenamiento de CIESOL.	kW
$H_{CS,s}$	Energía térmica (calefacción) almacenada en el sistema de almacenamiento de CIESOL.	kWh
H_{DP}	Potencia térmica (calefacción) de salida para la desaladora.	kW
$H_{DP,c}$	Potencia térmica (calefacción) cargada en el sistema de almacenamiento de la desaladora.	kW
$H_{DP,d}$	Potencia térmica (calefacción) descargada en el sistema de almacenamiento de la desaladora.	kW
$H_{DP,l}$	Potencia térmica (calefacción) degradada en el sistema de almacenamiento de la desaladora.	kW
$H_{DP,s}$	Potencia térmica (calefacción) almacenada en el sistema de almacenamiento de la desaladora.	kWh
H_{GH}	Potencia térmica (calefacción) de salida para el invernadero.	kW
$H_{GH,c}$	Potencia térmica (calefacción) cargado en el sistema de almacenamiento del invernadero.	kW
$H_{GH,d}$	Potencia térmica (calefacción) descargado en el sistema de almacenamiento del invernadero.	kW
$H_{GH,l}$	Potencia térmica (calefacción) degradado en el sistema de almacenamiento del invernadero.	kW
$H_{GH,s}$	Potencia térmica (calefacción) almacenado en el sistema de almacenamiento del invernadero.	kWh
ho	Hora oficial.	h

Símbolo	Descripción	Unidades
h_s	Hora solar.	h
h_{sc}	Coeficiente térmico del captador solar.	$W/^\circ C$
I	Corriente suministrada por el panel fotovoltaico.	A
$I(k)$	Vector de recursos de entrada al <i>energy hub</i> .	–
I_L	Corriente de luz según el modelo del circuito equivalente para paneles fotovoltaicos.	A
I_{mp}	Corriente en el punto de máxima potencia (de un panel fotovoltaico).	A
I_o	Corriente de saturación del diodo según el modelo del circuito equivalente para paneles fotovoltaicos.	A
I_{sc}	Corriente de cortocircuito (de un panel fotovoltaico).	A
k	Constante de Boltzmann.	J/K
K_c	Coeficiente de extinción del material de la cubierta.	m
$K_{\tau\alpha,b}$	Factor modificador del ángulo de incidencia para la radiación directa.	–
$K_{\tau\alpha,d}$	Factor modificador del ángulo de incidencia para la radiación difusa.	–
$K_{\tau\alpha,g}$	Factor modificador del ángulo de incidencia para la radiación reflejada por el suelo.	–
$L(k)$	Vector de degradación del <i>energy hub</i> .	–
$L_{0,i}$	Coeficiente de degradación del recurso en el sistema de almacenamiento i .	–
L_c	Grosor de la cubierta del panel fotovoltaico.	mm o m
L_{eq}	Longitud equivalente del captador solar.	m
L_i	Degradación del recurso en el sistema de almacenamiento i .	Depende del recurso
M_a	Factor modificador de la masa de aire.	–

Símbolo	Descripción	Unidades
\dot{m}_{eq}	Caudal másico equivalente del captador solar.	$\frac{m^3}{s}$
\dot{m}_f	Caudal másico del captador solar.	$\frac{m^3}{s}$
m_{MED}	Caudal de entrada de agua de mar a la MED	$\frac{m^3}{h}$
N	Número de muestras del horizonte de temporal	—
n_d	Factor de idealidad del diodo.	—
n_{dia}	Día del año.	—
n_{IR}	Relación de índices de refracción entre el aire y la cubierta del panel fotovoltaico.	—
N_s	Número de células fotovoltaicas que componen el panel.	—
$O(k)$	Vector de recursos de salida del <i>energy hub</i> .	—
$P_c(k)$	Matriz de coeficientes de conversión de carga del <i>energy hub</i> .	—
$P_d(k)$	Matriz de coeficientes de conversión de descarga del <i>energy hub</i> .	—
P_{DP}	Caudal de propano de entrada a la caldera de la desaladora.	$\frac{kg}{h}$
P_{GH}	Caudal de propano de entrada al calefactor del invernadero.	$\frac{kg}{h}$
$Q_c(k)$	Vector de carga del <i>energy hub</i> .	—
$Q_{c,i}$	Carga del recurso i en su correspondiente sistema de almacenamiento.	Depende del recurso
q_d	Caudal de agua producido por la desaladora.	$\frac{m^3}{h}$
$Q_d(k)$	Vector de descarga del <i>energy hub</i> .	—
$Q_{d,i}$	Descarga del recurso i en su correspondiente sistema de almacenamiento.	Depende del recurso
R_b	Cociente de radiación entre el plano inclinado y el horizontal.	—

Símbolo	Descripción	Unidades
$R_{PV,CS}$	Radiación aprovechada por el campo fotovoltaico de CIESOL.	kW
$R_{PV,PK}$	Radiación aprovechada por el campo fotovoltaico del parking.	kW
R_s	Resistencia en serie según el modelo del circuito equivalente para paneles fotovoltaicos.	Ω
$R_{SC,CS}$	Radiación aprovechada por el campo de captadores térmicos de CIESOL.	kW
$R_{SC,DP}$	Radiación aprovechada por el campo de captadores térmicos de la desaladora.	kW
R_{sh}	Resistencia de derivación según el modelo del circuito equivalente para paneles fotovoltaicos.	Ω
$\mathbf{S}(k)$	Vector de almacenamiento del <i>energy hub</i> .	—
S_{DP}	Caudal de agua de mar de entrada a la desaladora.	$\frac{m^3}{h}$
S_i	Cantidad del recurso en el sistema de almacenamiento i .	Depende del recurso
S_T	Radiación absorbida por unidad de área de una superficie inclinada.	$\frac{W}{m^2}$
t	Tiempo	s o min
T	Tiempo de muestreo del modelo.	min
T_a	Temperatura ambiental.	$^{\circ}C$ o K
$T_{a,NOCT}$	Temperatura ambiental en condiciones normales de operación ($20^{\circ}C$).	$^{\circ}C$ o K
T_c	Temperatura de la célula fotovoltaica.	$^{\circ}C$ o K
$T_{c,NOCT}$	Temperatura de la célula en condiciones normales de operación.	$^{\circ}C$ o K
$T_{c,st}$	Temperatura de la célula fotovoltaica en condiciones estándar.	$^{\circ}C$ o K
T_i^e	Temperatura de entrada en el sistema de almacenamiento i .	$^{\circ}C$ o K
T_i^r	Temperatura requerida en el punto de uso correspondiente al sistema de almacenamiento i .	$^{\circ}C$ o K

Símbolo	Descripción	Unidades
t_k	Tiempo en el instante de muestreo k .	min
T_{MED}	Temperatura de entrada del agua de mar a la MED	$^{\circ}C$
$T_{sc,i}$	Temperatura de entrada del fluido caloportador.	$^{\circ}C$
$T_{sc,m}$	Temperatura media del fluido caloportador.	$^{\circ}C$
$T_{sc,o}$	Temperatura de salida del fluido caloportador.	$^{\circ}C$
V	Voltaje de salida del panel fotovoltaico.	V
$V_{c,i}^{m\acute{a}x}$	Caudal de carga máximo del sistema de almacenamiento i .	$\frac{m^3}{h}$ o $\frac{L}{s}$
$V_{d,i}^{m\acute{a}x}$	Caudal de descarga máximo del sistema de almacenamiento i .	$\frac{m^3}{h}$ o $\frac{L}{s}$
V_i	Volumen del sistema de almacenamiento i .	m^3
V_{mp}	Tensión en el punto de máxima potencia (de un panel fotovoltaico).	V
V_{oc}	Tensión de circuito abierto (de un panel fotovoltaico).	V
W_c	Caudal de agua cargado en el sistema de almacenamiento.	$\frac{m^3}{h}$
W_d	Caudal de agua descargado en el sistema de almacenamiento.	$\frac{m^3}{h}$
W_I	Caudal de agua potable de entrada al <i>energy hub</i> a través de la red de suministro.	$\frac{m^3}{h}$
W_l	Caudal de agua degradado en el sistema de almacenamiento.	$\frac{m^3}{h}$
W_o	Caudal de agua de salida del <i>energy hub</i> .	$\frac{m^3}{h}$
W_s	Volumen de agua almacenado en el sistema de almacenamiento.	m^3
β	Ángulo de inclinación.	$^{\circ}$ o rad
β_r	Coefficiente óptico del captador solar.	m

Símbolo	Descripción	Unidades
δ	Ángulo de declinación.	$^{\circ}$ o <i>rad</i>
$\delta_{C,HP}$	Coefficiente de funcionamiento de la bomba de calor en modo refrigeración.	—
δ_{DP}	Coefficiente de funcionamiento de la desaladora.	—
$\delta_{H,HP}$	Coefficiente de funcionamiento de la bomba de calor en modo calefacción.	—
η_{AC}	Coefficiente de conversión de la máquina de absorción.	—
$\eta_{B,BL}$	Coefficiente de conversión de la caldera de biomasa del invernadero en calor.	$\frac{kWh}{kg}$
$\eta_{C,c}$	Coefficiente de conversión de carga de frío en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{C,d}$	Coefficiente de conversión de descarga de frío en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{C,HP}$	Coefficiente de conversión de la bomba de calor en modo refrigeración.	—
$\eta_{D,BL}$	Coefficiente de conversión de la caldera de biomasa del invernadero en dióxido de carbono.	—
$\eta_{D,c}$	Coefficiente de conversión de carga de dióxido de carbono en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{D,d}$	Coefficiente de conversión de descarga de dióxido de carbono en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{E,c}$	Coefficiente de conversión de carga de electricidad en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{E,d}$	Coefficiente de conversión de descarga de electricidad en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{H,CS,c}$	Coefficiente de conversión de carga de calor en el sistema de almacenamiento de CIESOL.	—
$\eta_{H,CS,d}$	Coefficiente de conversión de descarga de calor en el sistema de almacenamiento de CIESOL.	—
$\eta_{H,DP,c}$	Coefficiente de conversión de carga de calor en el sistema de almacenamiento de la desaladora.	—
$\eta_{H,DP,d}$	Coefficiente de conversión de descarga de calor en el sistema de almacenamiento de la desaladora.	—
$\eta_{H,GH,c}$	Coefficiente de conversión de carga de calor en el sistema de almacenamiento del invernadero.	—

Símbolo	Descripción	Unidades
$\eta_{H,GH,d}$	Coeficiente de conversión de descarga de calor en el sistema de almacenamiento del invernadero.	—
$\eta_{H,HP}$	Coeficiente de conversión de la bomba de calor en modo calefacción.	—
$\eta_{P,BL}$	Coeficiente de conversión de la caldera de propano de la desaladora.	$\frac{kWh}{kg}$
$\eta_{P,GH}$	Coeficiente de conversión del calefactor de propano del invernadero.	$\frac{kWh}{kg}$
η_{PV}	Factor de conversión del panel fotovoltaico.	—
$\eta_{PV,CS}$	Coeficiente de conversión de la instalación solar fotovoltaica de CIESOL.	—
$\eta_{PV,PK}$	Coeficiente de conversión de la instalación solar fotovoltaica del parking.	—
$\eta_{SC,CS}$	Coeficiente de conversión de la instalación solar térmica de CIESOL.	—
$\eta_{SC,DP}$	Coeficiente de conversión de la instalación solar térmica de la desaladora.	—
$\eta_{S,DP}$	Coeficiente de conversión de la desaladora.	—
$\eta_{W,c}$	Coeficiente de conversión de carga de agua en el sistema de almacenamiento.	—
$\eta_{W,d}$	Coeficiente de conversión de descarga de agua en el sistema de almacenamiento.	—
θ	Ángulo de incidencia.	$^{\circ}$ o rad
$\theta_{e,d}$	Ángulo de incidencia equivalente para la radiación difusa.	$^{\circ}$ o rad
$\theta_{e,g}$	Ángulo de incidencia equivalente para la radiación reflejada por el suelo.	$^{\circ}$ o rad
θ_r	Ángulo de refracción.	$^{\circ}$ o rad
θ_z	Ángulo cenital.	$^{\circ}$ o rad
$\mu_{I,sc}$	Coeficiente de temperatura de circuito abierto (de un panel fotovoltaico).	$\%/^{\circ}C$
$\mu_{V,oc}$	Coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto (de un panel fotovoltaico).	$\%/^{\circ}C$

Símbolo	Descripción	Unidades
ν_{AC}	Coefficiente de reparto de calor hacia la máquina de absorción.	—
ν_{CS}	Coefficiente de reparto de calor hacia CIESOL.	—
ν_{DP}	Coefficiente de reparto de calor hacia la desaladora.	—
ν_E	Coefficiente de reparto de electricidad.	—
ν_{GH}	Coefficiente de reparto de calor hacia el invernadero.	—
ν_{HP}	Coefficiente de reparto de electricidad hacia la bomba de calor.	—
ν_{PL}	Coefficiente de reparto de calor hacia la planta.	—
ρ	Densidad.	$\frac{kg}{m^3}$
ρ_g	Reflectividad del suelo.	—
$\tau\alpha$	Producto transmitancia-absorbancia.	—
ϕ	Latitud geográfica.	$^\circ$ o <i>rad</i>
ψ	Longitud geográfica.	$^\circ$ o <i>rad</i>
ψ_{ref}	Longitud del meridiano de referencia para la hora oficial.	$^\circ$ o <i>rad</i>
ω	Ángulo horario.	$^\circ$ o <i>rad</i>
Ω	Sección del conducto.	mm^2 o m^2
<i>máx</i>	Límite máximo o superior (de una variable).	—
<i>mín</i>	Límite mínimo o inferior (de una variable).	—
<i>st</i>	Condiciones estándar (paneles fotovoltaicos).	—

**GESTIÓN ENERGÉTICA DE UN SISTEMA
DE PRODUCCIÓN HETEROGÉNEO BAJO
EL PARADIGMA *ENERGY HUB***

Capítulo 1. Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, el cambio climático y la preocupación por el futuro agotamiento de los combustibles fósiles han favorecido el uso de tecnologías respetuosas con el medio ambiente y el desarrollo sostenible. En este sentido, el uso de energías renovables y el aprovechamiento eficiente de los recursos a escala local son factores importantes que contribuyen a reducir el impacto medioambiental del ser humano, por lo que resultan de gran interés desde el punto de vista científico.

Si bien se encuentran en la literatura numerosas publicaciones acerca de este tema, uno de los conceptos muy empleados recientemente es la llamada red eléctrica inteligente o *smart grid* [1], que trata de integrar los avances de las tecnologías de la información y comunicación (TIC) en el negocio de la energía eléctrica para constituir la red del futuro. Las denominadas *microgrids* son uno de sus elementos fundamentales a escala local, capaz de funcionar tanto de forma aislada como conectada a la red, que suele emplear fuentes de energía renovables.

Otro enfoque adoptado en este sentido se desarrolla en torno al término *energy hubs* [2], usado para designar sistemas que además de energía eléctrica convierten y almacenan otras formas de energía (y a veces incluso recursos no energéticos como agua, aire, productos químicos...) sirviendo como interfaz entre productores, consumidores y la propia infraestructura de transporte.

El elemento común en estos casos es que la automática es capaz de proporcionar las herramientas necesarias para la gestión eficiente de recursos y energía. Haciendo uso de la misma, este trabajo pretende contribuir a formular estrategias de gestión energética que permitan resolver el problema que supone administrar los recursos a escala local, en un entorno (una ciudad, una industria...) en que se produce intercambio, almacenamiento y conversión de energía entre diferentes elementos heterogéneos.

1.2. Contexto

El presente Trabajo Fin de Máster (TFM) supone para su autor la culminación de los estudios de Máster Universitario en Ingeniería Industrial por la Universidad de Carlos III de Madrid (UC3M), cursados entre 2014 y 2016, y coincide con los de Doctorado en Informática por la Universidad de Almería (UAL) bajo la concesión de una ayuda para la formación de personal investigador en la convocatoria de 2015.

Se enmarca dentro de la actividad investigadora llevada a cabo por el grupo TEP-197 Automática, Robótica y Mecatrónica (ARM) en cooperación con la Plataforma Solar de Almería, perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (PSA-CIEMAT), bajo el proyecto «Estrategias de control y gestión energética en entornos productivos con apoyo de energías renovables (ENERPRO)» (DPI2014-56364-C2-R) financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad conforme al Plan Nacional 2014 [3]. Los tres objetivos básicos del proyecto coordinado son:

1. Desarrollo de metodologías para la obtención de modelos de procesos que contengan fuentes de energías renovables para producir/consumir calor y frío de proceso, electricidad, agua y CO₂. Desarrollo de estimadores y predictores de las etapas de generación y demanda.
2. Desarrollo de estrategias de gestión y control jerárquico, híbrido y predictivo para conseguir optimizar la producción desde los puntos de vista económico, de seguridad y de uso de energía y agua en sistemas heterogéneos, con un enfoque coordinado e integral.
3. Implementación y validación de las estrategias en el sistema productivo de demostración. Esto facilitará el desarrollo de las diferentes tareas del proyecto sobre situaciones realistas. Se demostrarán las posibilidades de extensión a entornos más complejos tipo campus o clúster industrial.

A modo de planta de pruebas sobre la que validar las técnicas de control y modelado, ENERPRO dispone de un sistema formado por el Centro de Investigación en Energía Solar (CIESOL), un invernadero con caldera de biomasa, un vehículo eléctrico, un parking fotovoltaico y una desaladora solar. Estos elementos, detallados en el capítulo 3, demandan y producen varias formas de energía y recursos cuya relación se presentan de manera esquemática en la figura 1.1.

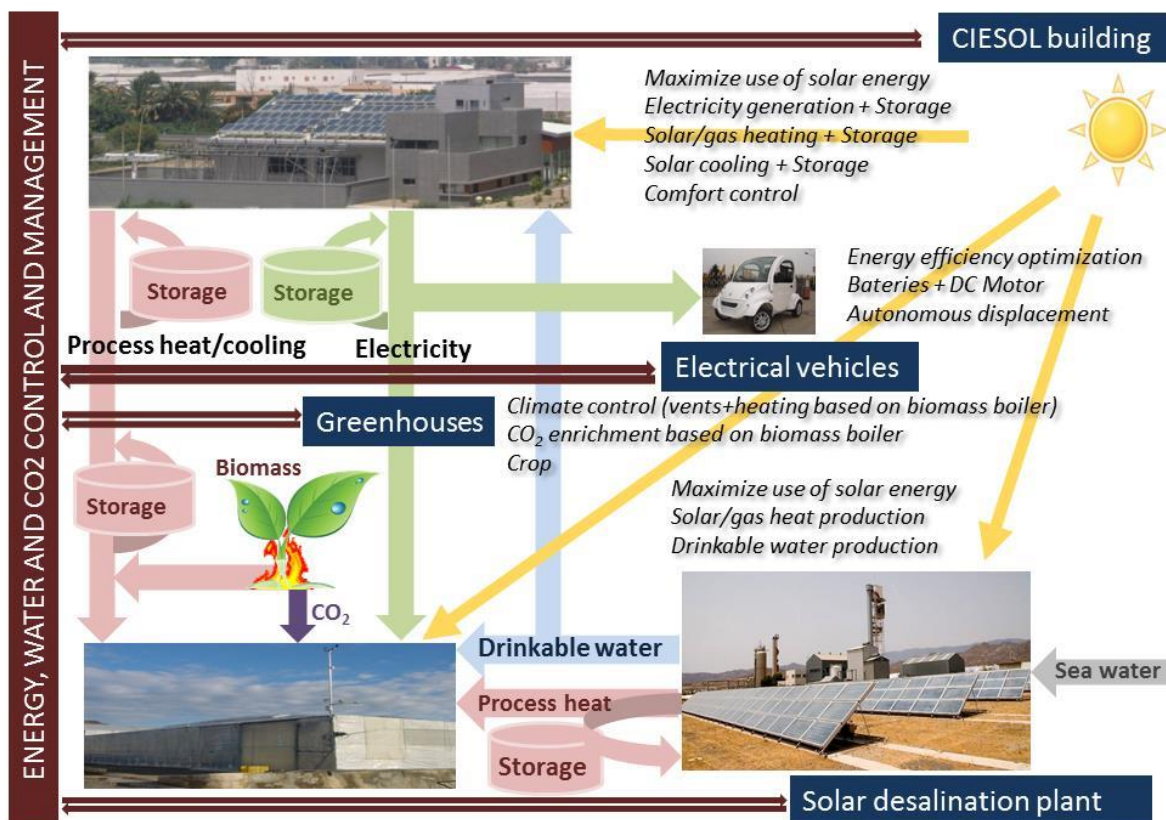


Figura 1.1. Enfoque y diagrama funcional de la planta de pruebas. Fuente: [3]

Por un lado, CIESOL provee de energía eléctrica al resto de elementos mediante una instalación fotovoltaica y de calor y frío con el uso de captadores solares y una máquina de absorción. Por otro, tanto en la caldera del invernadero como en la planta desaladora se produce calor a partir de energía renovable y agua potable, en esta última, para abastecer al resto del sistema.

Aunque se trata de un conjunto idealmente autosostenible, cuenta con suministro hídrico y eléctrico desde la red para ejercer de apoyo. La clave del proyecto reside en adaptar la demanda a la producción de recursos y viceversa con el fin de maximizar el uso de energía renovable y minimizar el coste económico, para lo cual las técnicas de modelado, control predictivo y supervisión juegan un papel muy importante.

1.3. Objetivos

Este trabajo tiene por objetivo principal la formulación y simulación de una estrategia de control, basada en enfoque de los *energy hub*, para el funcionamiento eficiente de la planta de pruebas del proyecto ENERPRO, así como servir de análisis para determinar los modelos necesarios y su complejidad.

Conforme a la figura 1.2, el problema se centra en el control a alto nivel donde a través de métodos de optimización se determina el reparto de recursos de la planta. A partir de éste, la capa intermedia se encarga de indicar a los lazos de control de bajo nivel las consignas de trabajo.

Según lo expuesto, se habrán de cumplir los siguientes subobjetivos:

- Formular modelos de proceso simplificados de los elementos del sistema que transforman la energía y los modelos de predicción de la radiación solar disponible para los sistemas fotovoltaicos y de captadores solares.
- Analizar el comportamiento de la planta y el coste de operación en diferentes situaciones bajo la actuación del sistema de control.

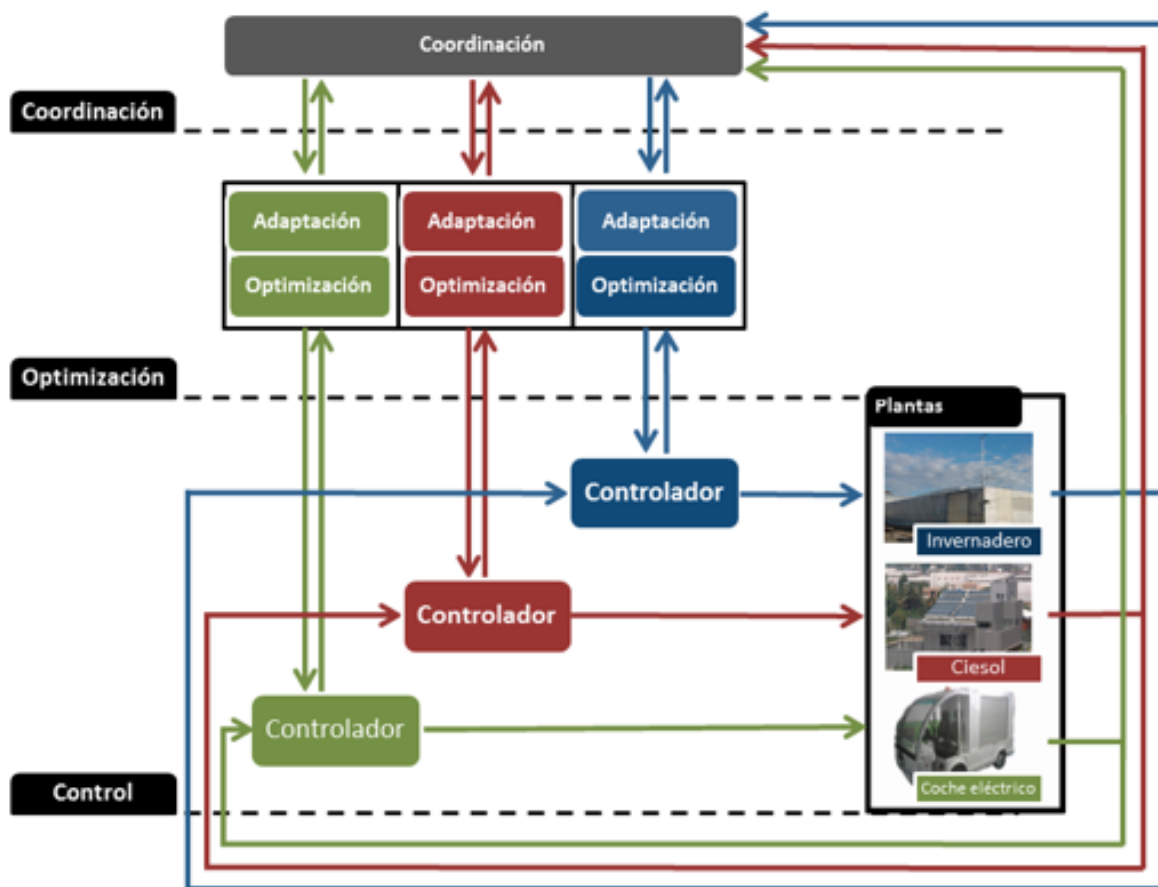


Figura 1.2. Esquema del sistema de control propuesto

1.4. Planificación

Para la realización de este trabajo, se ha determinado una secuencia de tareas a seguir, cuya definición se indica a continuación.

Se ha optado por incluir un cronograma en la figura 1.3 y un resumen en la tabla 1.1 para indicar la distribución temporal de cada tarea y su duración estimada en horas. Se estima que el tiempo total dedicado al TFM es de 468 horas repartidas a lo largo de 265 días.

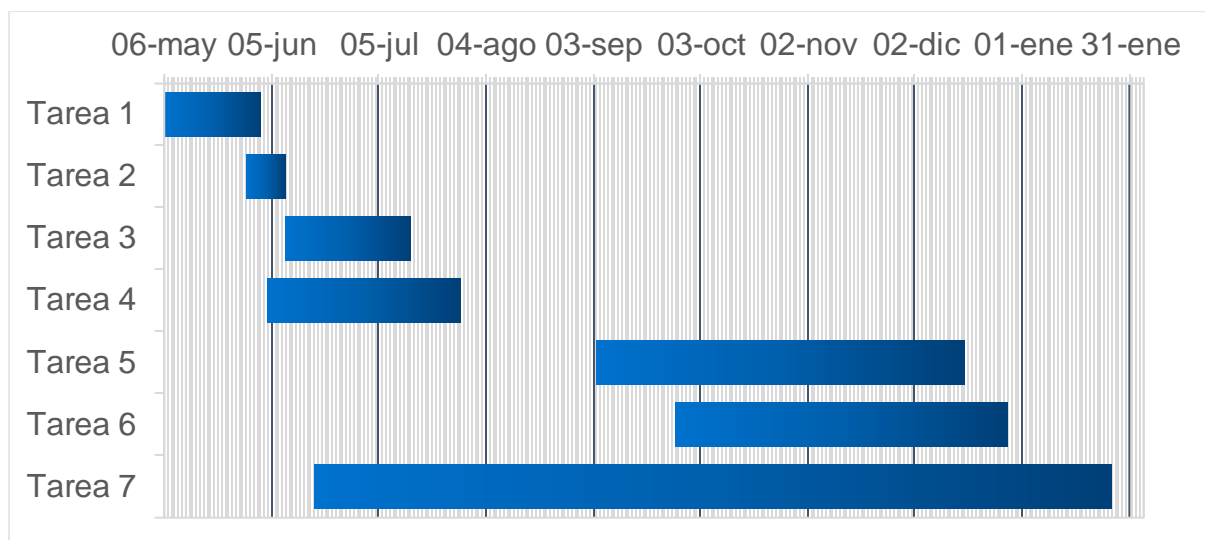


Figura 1.3. Cronograma con la distribución temporal de actividades

- **Tarea 1. Investigación de antecedentes.** Supone la realización de un sondeo inicial para obtener una visión global del modelado y la gestión de energía y recursos renovables.
- **Tarea 2. Planteamiento y planificación.** Comprende la determinación del problema a resolver, las contribuciones a realizar y la elaboración del índice y el cronograma del trabajo.
- **Tarea 3. Revisión bibliográfica.** Trata de la búsqueda de publicaciones relacionadas con el aprovechamiento energético y de recursos a escala local, como las *microgrids* o los *energy hub*, y de las técnicas empleadas por otros autores para el control de los mismos.
- **Tarea 4. Recogida y tratamiento de datos.** Incluye la toma de datos en los elementos del sistema, a través de los sensores instalados, y la selección de datos históricos en el caso de variables estocásticas o de dinámica lenta como el clima.
- **Tarea 5. Formulación y programación del modelo.** Consiste en determinar los modelos de proceso y predicción necesarios, la revisión de los ya publicados en el entorno de ENERPRO y la programación en código MATLAB de los mismos.

- **Tarea 6. Simulación y valoración de la estrategia de control.** Se basa en la elección del optimizador a emplear, la ejecución del modelo programado y la valoración de los resultados obtenidos.
- **Tarea 7. Redacción de la memoria.** Elaboración del presente documento que recopila en detalle la revisión bibliográfica, el material y la metodología aplicada, los resultados obtenidos y las conclusiones alcanzadas.

Tabla 1.1. Resumen de tareas

Tarea	Comienzo	Fin	Duración	Tiempo
1	06/05/2016	02/06/2016	27 días	24
2	29/05/2016	09/06/2016	11 días	7
3	09/06/2016	14/07/2016	35 días	42
4	04/06/2016	28/07/2016	54 días	32
5	04/09/2016	16/12/2016	103 días	95
6	26/09/2016	28/12/2016	93 días	104
7	17/06/2016	26/01/2017	223 días	164
			265 días	468 horas

1.5. Resumen de resultados

Como fruto de este trabajo se ha obtenido un modelo global basado en el enfoque de los *energy hub* para los elementos de la planta ENERPRO (figura 4.2) y determinado la mayor parte de sus parámetros a partir de las características de los equipos (apartados 4.2 y 4.3). Las entradas del mismo están constituidas por los recursos de disponibles (radiación solar, agua salada, agua y electricidad de las redes de suministro o propano y biomasa como combustibles) y las salidas por los perfiles de demanda de la planta (agua potable, CO₂, electricidad, energía térmica de calefacción y refrigeración), teniendo en cuenta la posibilidad de almacenaje. Al aplicar métodos de optimización a este modelo es posible obtener el valor de los parámetros (aquellos susceptibles de sufrir variaciones) y la cantidad de recursos de entrada que, satisfaciendo la demanda, minimicen el coste de operación de la planta.

Asimismo, se han realizado simulaciones del modelo en MATLAB para determinar el reparto de recursos en diferentes situaciones, planteándolo como un problema de programación no lineal en enteros mixta que resuelve a través de la función *fminconset*. Las situaciones analizadas han sido: por un lado, distinguiendo en los perfiles de demanda entre un día típico cálido y uno frío y, por otro, aplicando la función de optimización al conjunto de datos completo o a subconjuntos determinados por un horizonte de predicción de 6h. Los resultados (tabla 5.4) sugieren que el coste de operación es menor en el día cálido que en el frío debido a la menor demanda de recursos y a la mayor disponibilidad de radiación y a su vez menores cuando no se emplea horizonte de predicción con respecto al uso de éste de 6h.

1.6. Estructura de la memoria

La presente memoria se ha estructurado en seis capítulos cuyo contenido se resume a continuación. El capítulo 2 es una recopilación de conceptos importantes para la comprensión de este trabajo y de la metodología utilizada por otros autores en publicaciones del mismo ámbito; el capítulo 3 hace referencia al material y métodos utilizados, describiendo en detalle las instalaciones del proyecto y sus características técnicas; en los capítulos 4 y 5 se presentan los resultados fruto de este trabajo, correspondiendo el primero a la formulación del modelo global y el segundo a la simulación y análisis de las técnicas de control; y para terminar, en el capítulo 6 se redactan las conclusiones extraídas de este estudio y se proponen posibles trabajos para el futuro en esta línea de investigación.

Capítulo 2. Revisión bibliográfica

2.1. Sistemas de producción renovables

El estudio de los sistemas de aprovechamiento de la energía solar ha dado como fruto numerosas publicaciones acerca de energía solar térmica y fotovoltaica. Al compartir la misma fuente, el Sol, ambas tecnologías se fundamentan en la misma base científica para explicar cómo la radiación solar incide sobre la Tierra.

Así pues, siguiendo lo expuesto en la literatura reciente [4], sobre cualquier superficie de incidencia suele distinguirse entre la radiación directa, que no interacciona con la atmósfera y por lo tanto su dirección depende únicamente de la localización terrestre (latitud y longitud) de dicha superficie; y la radiación difusa, cuya dirección difiere de la directa debido a los fenómenos de reflexión, absorción, refracción, etc. Además, se ha de tener en cuenta que factores meteorológicos unidos a otros geométricos como la órbita terrestre, el movimiento y la inclinación de su eje de rotación condicionan la radiación aprovechable en cada instante.

En cuanto a las tecnologías de producción solar, una revisión profunda puede encontrarse en [4], aunque muy centrada en procesos térmicos. Del mismo modo, en [5] se recopilan publicaciones relacionadas con este tema mientras que en [6] se tratan los avances en el campo de la energía solar fotovoltaica, así como su aplicación en casos prácticos. Asimismo, en [7] se presenta un modelo de producción más reciente, basado en los parámetros que ofrecen los fabricantes y en el circuito equivalente para células fotovoltaicas.

Una de las aplicaciones de la energía térmica solar sobre la que se ha investigado en los últimos años es su uso en sistemas de desalación. En [8] se revisan las tecnologías actualmente empleadas basadas en energía renovable, mientras que en [9] se centran exclusivamente en las de tipo solar. Lógicamente, éstas últimas están muy relacionadas con los ya mencionados sistemas de producción de energía.

En cuanto a la producción de energía a partir de biomasa, una revisión de los tipos de combustibles aptos para calderas puede encontrarse en [10]. Junto a esto, el uso de la normativa aplicable a calderas [11], empleada en algunas publicaciones del mismo ámbito como [12] y [13], permite caracterizar el proceso de combustión en calderas de biomasa.

2.2. Modelos de predicción de recursos

2.2.1. Predicción de la radiación solar

La gestión y operación de sistemas fotovoltaicos y de energía térmica solar con almacenamiento necesita predicciones fiables de la radiación solar en su ubicación para funcionar eficientemente. En este sentido, suelen encontrarse principalmente dos tipos de modelos [14]: los físicos, basados en ecuaciones matemáticas que describen la dinámica de la atmósfera y que debido a su no linealidad suelen emplear métodos numéricos para obtener una solución aproximada; y los estadísticos, que parten de los datos históricos para predecir el comportamiento futuro y a su vez se diferencian en clásicos y de reducción de escala (*downscaling*).

Además, a la hora de abordar este problema hay que tener claro cuál será la frecuencia y el horizonte de predicción a tratar, ya que de condicionan la elección del tipo de modelo. Por ejemplo, en [15] se propone un modelo climático numérico como resultado de un proceso de diferentes etapas de predicción para un horizonte de hasta seis días y, en cambio, se usa otro modelo basado en el análisis de imágenes vía satélite para la predicción a corto plazo de hasta seis horas. De igual forma, se encuentran modelos híbridos en otras publicaciones [16][17][18], en las que se diferencia la parte lineal de la radiación solar de la no-lineal.

En cuanto a las herramientas disponibles para la predicción de radiación, a nivel internacional se encuentran el Sistema de Predicción Integrado (IFS) del Centro Europeo de Predicciones Meteorológicas a Medio Plazo (ECMWF) [19] y el Sistema Global de Predicción (GFS) del Servicio Meteorológico Nacional (NWS) estadounidense [20]. Otros modelos de uso científico son el Modelo en Áreas Limitadas de Alta Resolución (HIRLAM) [21], el de Predicción e Investigación Meteorológica (WRF) [22] o el denominado *r.sun*, implementado en el programa de código abierto GRASS GIS [23].

2.2.2. Predicción del consumo energético

El consumo energético ha experimentado un crecimiento importante en las últimas décadas, especialmente en el caso de los edificios residenciales y del sector servicios hasta el punto de equipararse al del sector industrial y del transporte en países desarrollados. La energía es destinada principalmente a los sistemas de climatización y ventilación, que suele suponer cerca de la mitad del consumo total [24].

Por esta razón, es esencial la elaboración de modelos de consumo que permitan una gestión eficiente de la energía. Una recopilación de los métodos de predicción del consumo en edificios puede encontrarse en [25], donde se distinguen hasta cinco tipos: métodos ingenieriles, métodos estadísticos, redes neuronales artificiales (ANN), máquinas de vectores de soporte (SVM) y modelos grises. Sobre éstos últimos, empleados en automática cuando la información del sistema es parcialmente conocida, no existen demasiadas publicaciones por lo que no se expondrán en detalle. Para el resto, en la tabla 2.1 se realiza un análisis comparativo en relación al uso de los mismos.

Los métodos ingenieriles se basan en principios físicos para determinar la dinámica energética del edificio entero o de los recintos que lo componen y pueden clasificarse en dos categorías: los métodos comprensivos detallados y los simplificados. Mientras los primeros utilizan complejas funciones para calcular de forma precisa el consumo energético (incluyendo la información de las condiciones climáticas exteriores, el material de construcción del edificio, el uso del mismo y las necesidades de confort), los segundos tratan de reducir el número de variables del modelo simplificando, por ejemplo, las condiciones climáticas cuando las cargas térmicas internas son dominantes. Aunque existen numerosas herramientas software y estándares que se aplican a los modelos detallados, la falta de información sobre las entradas del modelo y la necesidad de conocimiento previo favorecen el uso de modelos simplificados en determinadas situaciones.

Los métodos estadísticos tratan de correlacionar el consumo de energía o algunos indicadores energéticos con las variables de influencia, para lo cual se necesita disponer de datos históricos con los que formular el modelo. En ocasiones se combinan con los modelos ingenieriles simplificados para relacionar el consumo del edificio con las condiciones climatológicas. Entre otras técnicas, se han empleado en la literatura las series de Fourier, la regresión lineal múltiple o la auto-regresión.

Tabla 2.1. Comparación de los métodos de predicción del consumo energético en edificios. Adaptación de: [25]

Métodos	Complejidad del modelo	Facilidad de uso	Tiempo de ejecución	Entradas necesarias	Precisión
Ing. detallados	Muy alta	No	Bajo	Mucho detalle	Muy alta
Ing. simplificados	Alta	Si	Alto	Poco detalle	Alta
Estadísticos	Media	Si	Muy alto	Datos históricos	Media
ANN	Alta	No	Alto	Datos históricos	Alta
SVM	Muy alta	No	Bajo	Datos históricos	Muy alta

En cuanto a las redes neuronales y las máquinas de vectores de soporte se trata de buenos métodos cuando se trabaja con condiciones de no-linealidad, por lo que si los modelos están bien diseñados su predicción es muy precisa. La desventaja de estos es que requieren de suficientes datos históricos y su complejidad es bastante alta.

En el caso de los invernaderos, el consumo de energía eléctrica queda relegado a un segundo plano (excepto en instalaciones con cierto grado de automatización que incluyen sistemas de ventilación forzada o iluminación artificial). En [26] y [27] se emplean balances de energía para describir el comportamiento termodinámico del invernadero. Al igual que ocurre con los edificios se emplean modelos basados en principios físicos (tanto simplificados como detallados) y redes neuronales para el consumo de energía.

2.2.3. Predicción del consumo hídrico y de CO₂

La demanda de agua en entornos urbanos es una cuestión sujeta a numerosas variables, como el clima, el nivel de desarrollo, la cultura, el precio... En [28] se realiza una revisión profunda de las publicaciones sobre este tema, junto con un resumen de las variables de referencia empleadas comúnmente y de las características de los métodos empleados. La complejidad de los modelos incluye desde el consumo doméstico individual hasta el regional, y la escala temporal desde las horas hasta el consumo trimestral o estacional. La mayoría de los métodos expuestos se basan en el análisis estadístico y una comparación de ellos en el marco temporal horario se encuentra en [29].

Las necesidades de agua y CO₂ en invernaderos dependen de forma directa del tipo de cultivo en su interior. De forma general, cabe afirmar que nivel óptimo de dióxido de carbono favorece la actividad fotosintética de la planta [30] y éste, a su vez, es mayor cuanto mayor es la radiación incidente [26]. Algunas publicaciones señalan que la concentración óptima en invernaderos de dicho gas se sitúa en torno a las 700–900 $\mu\text{mol}\cdot\text{mol}^{-1}$ [31]. Por otro lado, el consumo hídrico suele calcularse a partir de la evapotranspiración del cultivo, que es la cantidad de agua que pierde la planta y acaba en la atmósfera. En ausencia de precipitaciones, dicha cantidad ha de reponerse mediante el riego y para ello la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) dispone de una guía que puede servir de utilidad para el cálculo [31][32].

2.3. Gestión de recursos heterogéneos: los sistemas multi-energía

En el futuro de la energía actualmente se plantean dos conceptos por los que se ha de caracterizar la red: la producción distribuida y la combinación de múltiples fuentes de energía en una misma planta. Con esto los objetivos que se persiguen son: incrementar la eficiencia en los procesos de conversión de energía (reduciendo, por ejemplo, el número de conversiones desde las fuentes primarias hasta los puntos de consumo), optimizar la producción energética y dotar al sistema completo de flexibilidad y estabilidad. Surgen así dos términos casi sinónimos: multi-generación distribuida (DMG) y sistemas multi-energía (MES), cuya explicación puede encontrarse en [33] y [34], respectivamente. En dichas publicaciones, se revisan los diferentes enfoques que se dan en el análisis, modelado, gestión y planificación de los mismos, aunque para el presente trabajo se tomará como referencia la visión más actual, la de los MES.

Los MES se caracterizan, entre otras cosas, por su aplicabilidad a diferentes escalas y por la integración de sistemas de escala menor en otros de mayor escala. De esta forma, podrían modelarse desde elementos como viviendas individuales hasta regiones o países enteros, pasando por términos intermedios como edificios, industrias, distritos o ciudades. Por citar algunos trabajos, en [35] se aplica la filosofía de los *energy hubs* a los edificios, en [36] y [37] se tratan técnicas de optimización y en [38] se revisan las

publicaciones a escala de ciudades, mientras que en [39] se emplea la programación lineal para la planificación energética a nivel regional.

Aunque todavía no se ha empleado el término MIMO [40] en la literatura, se trata de sistemas con múltiples entradas y múltiples salidas, lo que se ha denominado [34] multi o poli-generación y multi-combustible (quizá lo correcto sería multi-alimentación), respectivamente. En [33] se explica la evolución del concepto de cogeneración (CHP) al de trigeneración (CCHP) y, la proyección de estos en el futuro como multi o poligeneración. Esta característica, junto a los elementos de almacenamiento dota a los MES de los grados de libertad necesarios, en términos matemáticos, para ser susceptibles de optimización.

Entre las metodologías que tratan el modelado de los MES aparecen las *microgrids* [1], [41], [42], las plantas de energía virtuales (VPP) [43], [44] y los *energy hub* [2], [45]. A diferencia de los otros dos, el concepto de *energy hub* se desarrolla expresamente para modelar de forma genérica este tipo de sistemas. Sobre éstos se encuentran publicaciones que analizan las posibilidades de este enfoque [46] o lo aplican en diferentes entornos, como el análisis energético en edificios [35], la producción y distribución de hidrógeno [47] o la conexión de vehículos eléctricos en entornos urbanos [48].

Por otro lado, las *microgrids* pueden definirse como redes de distribución de bajo y medio voltaje que gestionan diferentes recursos energéticos de forma coordinada o, en algunos casos, en modo aislado [1], [41], [42]. Aunque tienen su origen en el ámbito de la energía eléctrica, su uso se ha extendido hacia sistemas que combinan diferentes tipos de energía como la trigeneración [49] y la poligeneración [50] y por ello cobran relevancia en relación a los sistemas multi-energía. Algo parecido sucede con las VPP, un concepto más genérico que el de *microgrids* pero sobre el que aún pocos trabajos han integrado fuentes de energía distinta de la eléctrica [34].

Por último, en cuanto a las publicaciones los métodos de optimización para los sistemas multi-energía en [33] se encuentra una recopilación de los mismos entre los que se incluyen técnicas de programación lineal, algoritmos genéticos, algoritmos evolutivos o de ramificación y poda, por citar algunos. Además, en [34] se exponen algunos de los programas informáticos empleados en el ámbito de las MES como RETscreen [51], EnergyPLAN [52], DER-CAM [49] o eTransport [53]; y en [54] se amplía esta lista para instalaciones de producción energética híbridas.

Capítulo 3. Descripción de la planta de ensayos de ENERPRO

3.1. Introducción

Conforme al contexto de este trabajo, el proyecto ENERPRO [3] trata sobre el análisis, diseño y aplicación de técnicas de modelado, control y optimización (en el ámbito del control jerárquico y control predictivo basado en modelo MPC) para conseguir una gestión eficiente de energía (electricidad y calor/frío de proceso), agua y CO₂, en sistemas productivos apoyados en energías renovables y sistemas de almacenamiento. Mediante una gestión óptima de estos recursos y la adaptación de la generación a la demanda, se pretende demostrar que el control automático permite conseguir ahorros económicos y reducir el impacto medioambiental en la explotación de procesos complejos.

Así pues, el proyecto tratará de forma integral y coordinada el manejo de los citados recursos heterogéneos con un enfoque basado en la eficiencia y la economía, por lo que el problema se compone de diferentes niveles de control y decisión sobre el uso final de la energía disponible según distintos objetivos (minimizar el uso de combustibles, aspectos económicos, medioambientales o de calidad...). Esto da lugar a un problema de control jerárquico que requiere coordinación y cooperación entre diferentes sistemas y que será abordado incluyendo técnicas de control predictivo jerárquico e híbrido, en versiones centralizadas y distribuidas. También será necesario desarrollar modelos, estimadores y predictores para las etapas de generación y demanda de energía y agua.

Un elemento diferenciador del proyecto es que se dispondrá de un sistema productivo real como planta demostrativa (incluyendo un edificio bioclimático, un invernadero con apoyo térmico por caldera de biomasa, un vehículo eléctrico y una desaladora solar), sobre el que se validarán las técnicas de modelado y control desarrolladas y cuyas características se exponen a continuación.

3.2. Edificio bioclimático CIESOL

CIESOL [55] es un centro de investigación creado y gestionado a través de un convenio de colaboración entre la Universidad de Almería y la Plataforma Solar de Almería del Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) del Ministerio de Economía y Competitividad. Está situado en el Campus Universitario de la UAL (figura 3.1) y tanto el edificio que lo aloja como sus infraestructuras energéticas han sido financiados por fondos FEDER, la Junta de Andalucía y por el Proyecto Nacional de investigación de Carácter Singular y Estratégico sobre Arquitectura Bioclimática y Frío Solar (ARFRISOL). En el centro se realizan actividades de investigación y de transferencia tecnológica relacionadas con las aplicaciones de la energía solar en diferentes áreas, incluyendo el modelado y el control automático de instalaciones solares.



Figura 3.1. Vista exterior del edificio bioclimático CIESOL

Entre sus instalaciones [56], que se detallarán a continuación, cuenta con un sistema de refrigeración y calefacción solar, para procurar confort térmico apoyado por fuentes convencionales y una instalación fotovoltaica que abastece de electricidad al edificio, además de la toma eléctrica a la red del campus. En la figura 3.2 se presenta un esquema con los principales elementos que conforman estos sistemas.

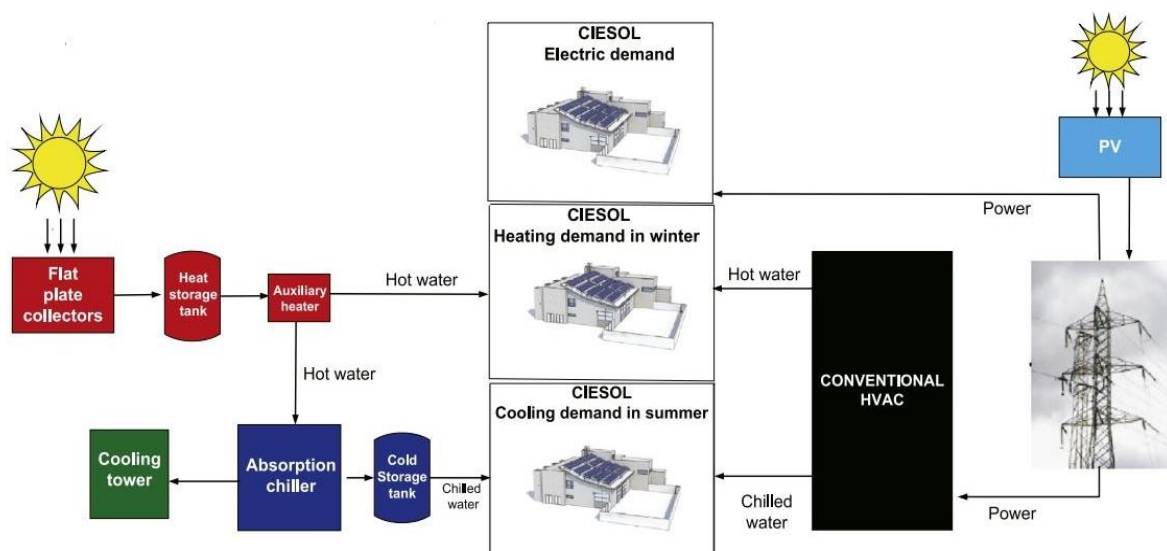


Figura 3.2. Esquema del sistema eléctrico y de climatización de CIESOL. Fuente: [56]

El sistema de climatización solar (figura 3.4) lo compone un campo de captadores formado por 80 captadores planos Solaris CP1 [57] orientados al sur, con un área de apertura de 2,02 m², dispuestos en 10 filas con 8 captadores cada una (figura 3.3) y un ángulo de inclinación sobre la horizontal de 30°; una máquina de absorción (LiBr -H₂O) YAZAKI WFC SC20 [58] de hasta 70 kW de capacidad; una torre de refrigeración SULZER EWK 100 con una capacidad de 170 kW; dos tanques de almacenamiento de agua caliente de 5000 L cada uno; un calentador auxiliar de 100 kW; dos intercambiadores de placas CIPRIANI Scambiatori de 100 kW; dos tanques de agua fría de 2000 L y 3000 L de capacidad y, por último, el sistema de subsuelo y el de fan-coils, que para este trabajo no son demasiado relevantes. Por lado, la bomba de calor que sirve de apoyo se trata de una Ciatesa Hidropack WE 360 [59] con potencia de refrigeración y calefacción de 76,4 kW y 82,6 kW, respectivamente, y un consumo eléctrico de 26 kW.



Figura 3.3. Instalación fotovoltaica (rojo) y de captadores solares (naranja) en CIESOL

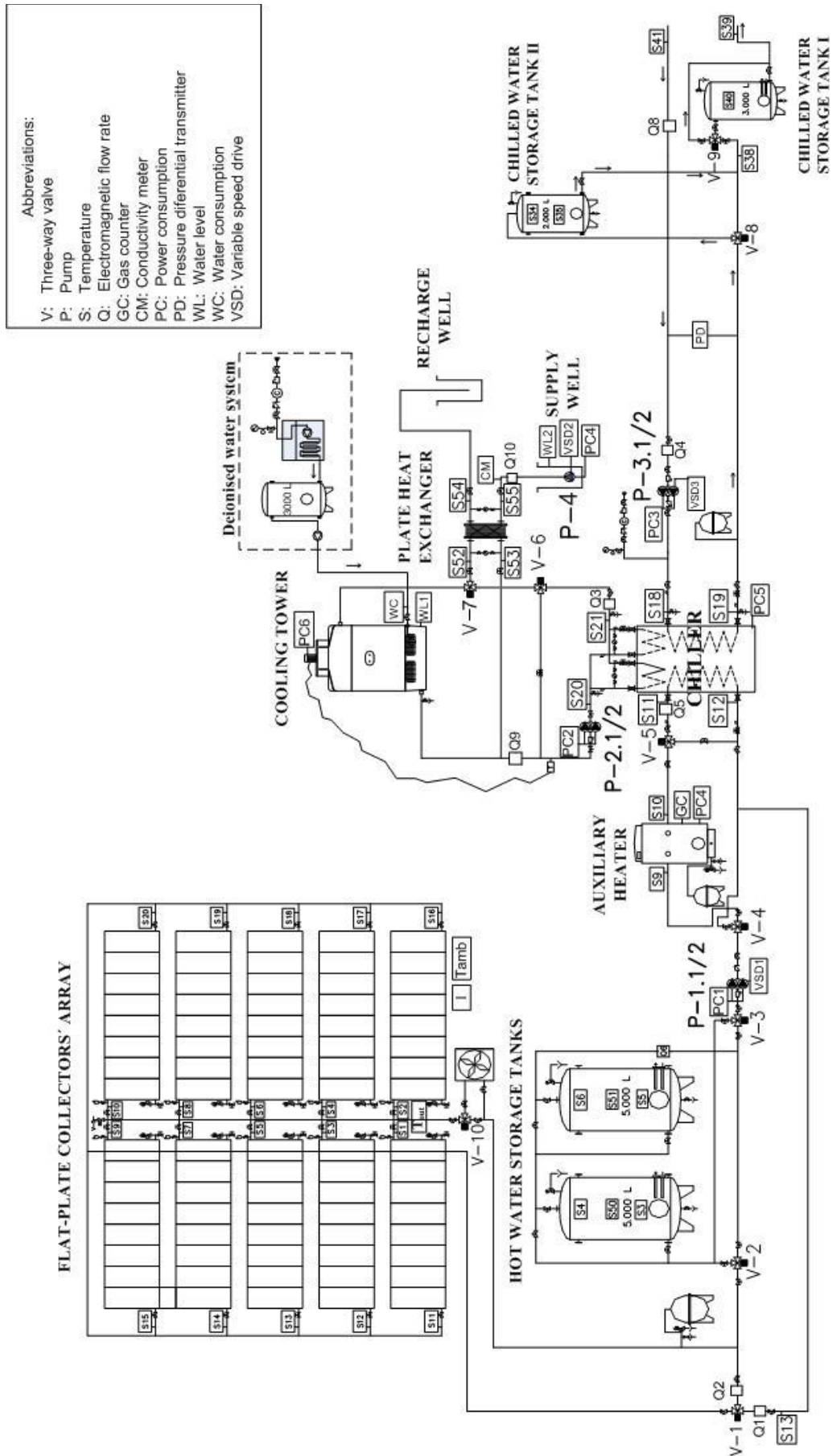


Figura 3.4. Diagrama del sistema de climatización de CIESOL. Fuente: [55]

En cuanto al abastecimiento eléctrico, CIESOL cuenta con una instalación fotovoltaica formada por un total de 42 módulos Atersa A-222P [60], compuestos por 60 células solares orientadas al sur, con una potencia unitaria de 222 Wp, un área de 1,628 m² y voltaje y corriente de circuito abierto de 37,20 V y 7,96 A. Están distribuidos en 3 filas de 14 paneles (figura 3.3), con un ángulo de inclinación sobre la horizontal de 22°, a las que se conecta a un inversor CICLO-3000 para poder verter energía a la red de corriente alterna (véase el diagrama de conexión en la figura 3.5).

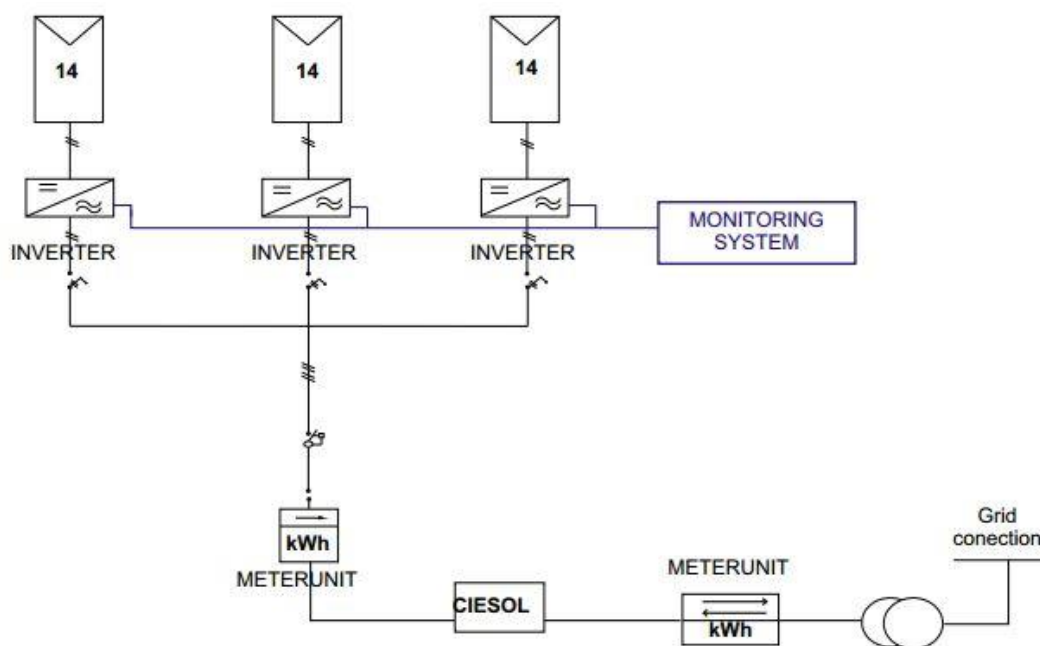


Figura 3.5. Diagrama del sistema eléctrico de CIESOL. Fuente: [56]

3.3. Planta desaladora

El sistema AQUASOL de la Plataforma Solar de Almería [61][62] [63] [64] consiste en una planta desaladora multiefecto (MED), que funciona a partir de una máquina de absorción de doble efecto (DEAHP), un campo de captadores de tipo concentrador parabólico compuesto (CPC), unos tanques de almacenamiento térmico basado en agua y el apoyo de una caldera convencional de gas pirotubular (figura 3.6), permitiendo una producción ininterrumpida. El sistema puede operar en modo sólo solar, modo sólo fósil o modo híbrido, dependiendo de si la energía térmica es aportada por el campo de CPC, por la caldera o por ambos, lo cual condiciona que la planta sea alimentada desde la DEAHP o desde los tanques de almacenamiento. Cuenta, además, con un secadero solar encargado de recuperar las sales de la salmuera, para reducir a cero los desechos del proceso.

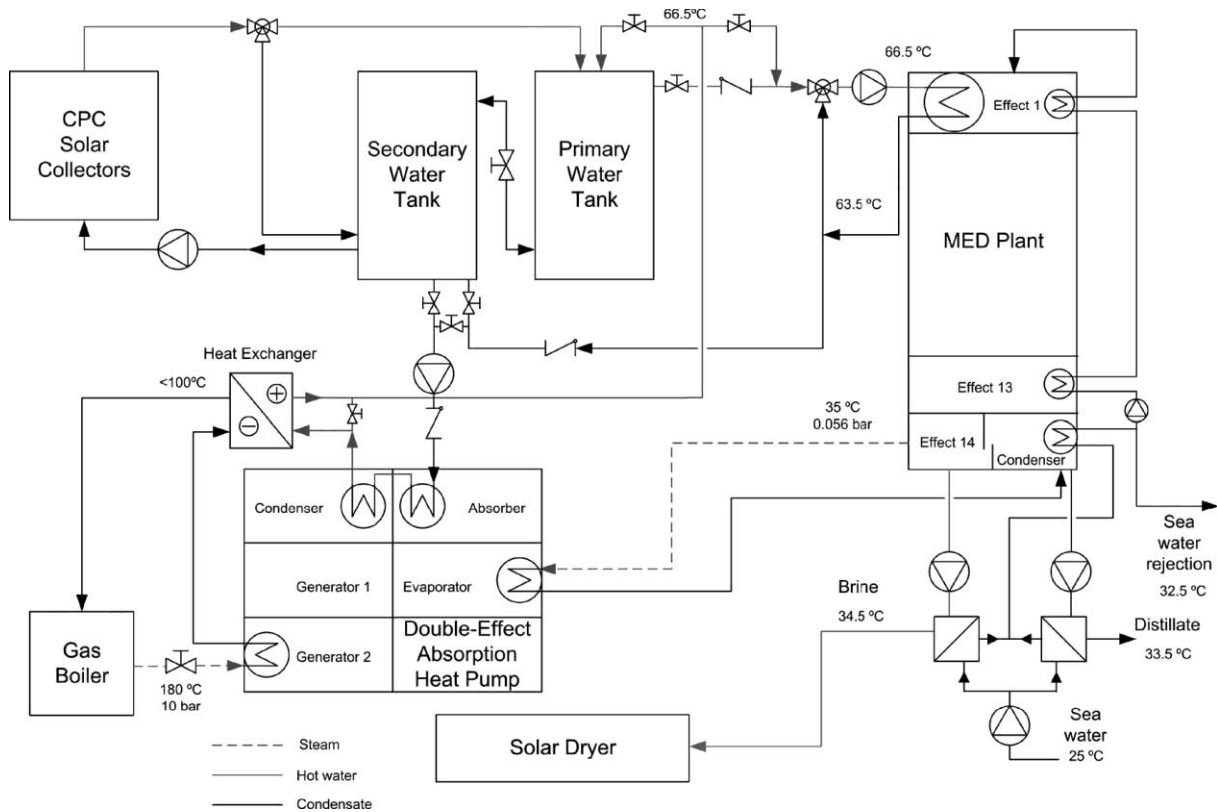


Figura 3.6. Diagrama conceptual del sistema AQUASOL. Fuente: [62]

La unidad desaladora fabricada por ENTROPIE e instalada en la PSA en 1987 es una planta MED de 14 efectos con precalentadores y alimentación frontal [63] en la que, dada su disposición vertical (figura 3.7), el agua de mar desciende por gravedad desde el primer al último efecto y cuyas especificaciones pueden consultarse en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Especificaciones de diseño de la planta MED de la PSA. Fuente: [63]

Número de efectos	14
Consumo energético de la fuente de calor	200 kW
Ratio de rendimiento	>9
Flujo de entrada de agua caliente	12 L/s
Flujo de entrada de agua de mar	8 m ³ /h
Salmuera rechazada	5 m ³ /h
Producción de destilado	3 m ³ /h
Temperatura de entrada del agua de mar	68 °C
Temperatura del condensador	33 °C
Sistema de vacío	Hidroeyectores (agua de mar a 3 bar)

El campo solar (figura 3.7) está compuesto por 252 captadores solares estáticos (CPC Ao Sol 1.12x) orientados al sur, con una superficie total de 498,96 m², dispuestos en cuatro filas de 63 captadores y con un ángulo de inclinación de 36°. La temperatura máxima de trabajo es de 100 °C ya que los captadores se encuentran conectados con los tanques de almacenamiento en circuito abierto, y éstos últimos se encuentran a presión atmosférica.

El sistema de almacenamiento (figura 3.7) térmico está constituido por dos tanques de agua interconectados entre sí con una capacidad total de 24 m³. Este volumen permite la autonomía de operación suficiente para que el sistema de respaldo pueda alcanzar las condiciones nominales de operación.



Figura 3.7. Elementos del sistema AQUASOL: tanques de almacenamiento térmico (arriba), campo de captadores solares (abajo) y desaladora MED (derecha). Fuente: [65]

La bomba de calor por absorción de doble efecto (LiBr-H₂O), manufacturada también por ENTROPIE, está conectada con el último efecto de la planta MED. El vapor saturado de baja presión (35°C, 56 mbar) producido en dicha celda alimenta energéticamente al evaporador de la bomba de calor, una energía que de otra forma sería desechada al medioambiente. El resultado final es que se consigue reducir en la mitad el consumo de energía térmica requerido por el proceso de destilación multiefecto convencional.

Por último, el sistema fósil de respaldo está integrado por una caldera ATTSU RL200 [66] de gas propano de tipo pirotubular con una capacidad máxima de producción de 200 kg/h de vapor saturado a una presión de 10 bar. Dicha caldera permite garantizar las condiciones de operación de la bomba de calor (180°C, 10 bar) así como la operación de la planta MED en ausencia de radiación solar.

3.4. Invernadero

El invernadero del proyecto ENERPRO [67] pertenece a la Estación Experimental de la Fundación Cajamar, situada en El Ejido, Almería. Se trata de un invernadero tipo parral con unas dimensiones de 37,8 m de largo y 23,2 m de ancho, siendo por tanto su superficie de 877 m². El recubrimiento es de polietileno térmico de 0,18 mm y dispone de ventilación automatizada a través de ventanas en los laterales norte y sur, así como en los faldones de la cubierta, protegidas por una malla anti-trip de 20x10 hilos/cm². El sistema de calefacción está constituido por un calefactor GP 95 de propano de 95 kW [68] y por un sistema de tubular de agua caliente que funciona mediante una caldera policomcombustible Missouri 150 000 [69] de hasta 174 kW que emplea biomasa.



Figura 3.8. Invernadero experimental, cultivos y sistemas de medida. Fuente: [65]

3.5. Vehículo eléctrico *eCARM*

Como parte del proyecto «Estrategias de control y supervisión para la gestión integrada de instalaciones en entornos energéticamente eficientes» (DPI2010-21589-C05-C04), en el año 2010 la Universidad de Almería adquiere a través de la empresa *Tesur* el vehículo eléctrico *LITA GLe2-2S* (figura 3.9) con la intención de automatizarlo [70]. Éste está fabricado por la compañía china *Greenland*, en cuya web pueden encontrarse una ficha técnica con las características del mismo [71] que se resumen en la tabla 3.2. *Tesur* es la encargada de instalar y cablear el motor de la dirección asistida y el sistema encargado de controlar la marcha del coche, que queda ubicado en la parte delantera.



Figura 3.9. Vehículo eléctrico *eCARM* de la UAL

La alimentación se compone de ocho baterías *GreenSaver* modelo *SP210-6* a 6 V (210 Ah) conectadas en serie, por lo que el voltaje total suministrado es de 48 V. Aunque para el motor principal este es un valor adecuado, es necesario colocar varias fuentes de alimentación en lugares estratégicos que se encarguen de disminuir la tensión a los niveles adecuados para cada dispositivo. La recarga de las baterías se realiza directamente a través de la red eléctrica, para lo cual el vehículo dispone de un transformador modelo *QQE1200-5CH07* que realiza la conversión 220 V (AC)/48 V (DC).

Tabla 3.2. Características técnicas del vehículo eCARM

Longitud	Anchura	Altura	Distancia entre ejes	Paso ruedas traseras	Paso ruedas delanteras
2680 mm	1510 mm	1780 mm	1830 mm	1285 mm	1260 mm
Pendiente máxima	Velocidad máxima	Autonomía	Radio de giro mínimo	Ángulo de ataque	Ángulo de salida
20 %	45 km/h	90 km	4,3 m	24º	30º
Peso		Peso sin baterías	Peso máximo	Potencia máxima	
740 kg		460 kg	950 kg	4,3 kW	

3.6. Parking fotovoltaico

Aunque no se incluye en la memoria científico-técnica del proyecto ENERPRO, la Universidad de Almería cuenta con un parking en cuyas marquesinas se ha realizado una instalación fotovoltaica (figura 3.10) distribuida en 13 inversores de la siguiente forma: 10 de los inversores son el modelo AGILO 100 de la marca FRONIUS, conectado cada uno a 483 paneles CONERGY PA 240P [72]; mientras que los otros 3 inversores FRONIUS IG+ 55v3 se conectan a un grupo de 24 paneles CONERGY PA 240P, a otro grupo de 24 paneles CONERGY POWER PLUS 240M [73] y a un tercer grupo de 72 paneles FIRST SOLAR FS-380 [74]. La potencia pico total de la instalación es de 1176,48 kW y la potencia nominal de 1015 kW. Todos ellos tienen un ángulo de inclinación de 30º y están orientados al sur.



Figura 3.10. Vista del parking fotovoltaico de la UAL

Capítulo 4. Modelado del sistema

4.1. Planteamiento del modelo *energy hub*

Tal y como se mencionó en la introducción, los elementos del proyecto ENERPRO descritos en el capítulo anterior convierten, consumen y almacenan diferentes tipos de recursos. Ante el problema que plantea gestionarlos eficientemente, el concepto de *energy hub* (figura 4.1) se adapta bien a este entorno heterogéneo y se puede aplicar a escala global. De esta forma los recursos consumidos conformarían las salidas del mismo, los disponibles las entradas y la relación entre ambos, es decir, los procesos de conversión y almacenamiento quedarían dentro del *energy hub*.

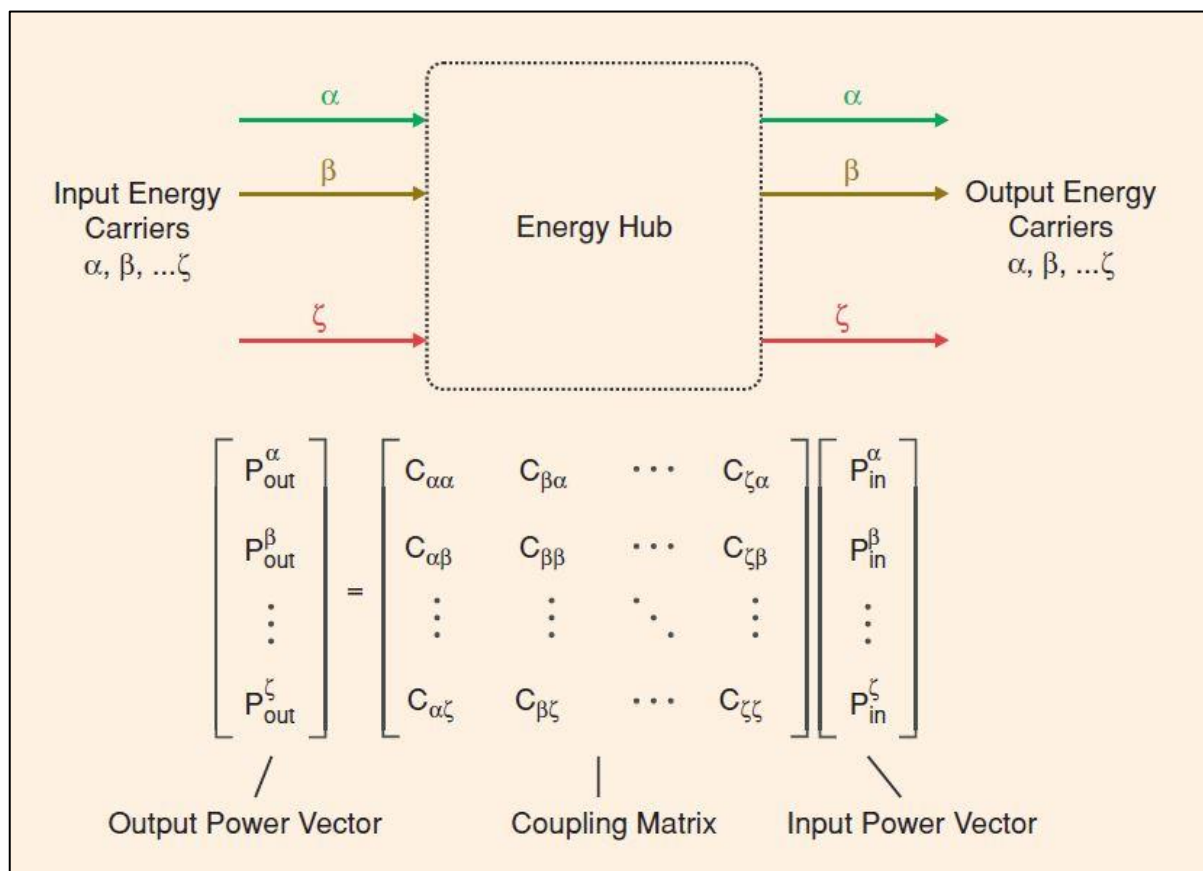


Figura 4.1. Representación genérica del modelo *energy hub*. Fuente: [2]

Siguiendo la metodología empleada en [75], se considerará al sistema en estado estacionario, en tiempo discreto y con pérdidas exclusivamente en los procesos de almacenamiento y conversión. Los vectores de entrada y salida están formados por las variables que representan la cantidad de energía o recursos intercambiados en cada intervalo de tiempo por el *energy hub*, y la matriz de acoplamiento (cuyas dimensiones dependen de éstos) representa coeficientes de conversión y de reparto que se explicarán más adelante. En la figura 4.2 se muestran las relaciones internas entre los citados recursos, así como los elementos de la planta ENERPRO donde se lleva a cabo la conversión.

Para facilitar la formulación de las ecuaciones que describen el *energy hub*, conviene distinguir sobre el esquema entre nodos de convergencia y de divergencia (ambos representados mediante circunferencias en los ramales de cada recurso): en los primeros el ramal resultante se expresará como la suma de los que convergen en dicho nodo, mientras que en el segundo caso se emplearán coeficientes de reparto (v_i) para expresar qué cantidad del recurso, con respecto al ramal de entrada al nodo, se dirige hacia cada ramal de salida. Además, se hará uso de diferentes coeficientes de conversión (η_i) para representar, de manera simplificada, la eficiencia en la transformación de recursos en cada elemento de la planta.

Los sistemas de almacenamiento de la planta se disponen a la salida del *energy hub*, ya que está justificado que se haga así independientemente de su ubicación física [76], y se agrupan de forma que aunque se encuentren distribuidos entre los diferentes elementos de la planta, se considerará únicamente la capacidad total de los mismos. Esta simplificación facilita la formulación de la matriz de acoplamiento, pero dificulta el estudio de la degradación de los recursos en los mismos, en el caso de que exista, al suponer que se trata de equipos idénticos. Se emplearán dos vectores diferentes para representar los procesos de carga (Q_c) y descarga (Q_d), de manera que para un mismo recurso no puedan tener simultáneamente valores no nulos (o se produce uno o se produce el otro). Asimismo, habrá de considerar la degradación del recurso almacenado en cada período de simulación y las pérdidas por carga y descarga.

Por último, se habrán de aplicar restricciones conforme a los principios físicos que rigen la planta, como son la capacidad de las instalaciones o la dinámica en los procesos de conversión, entre otros.

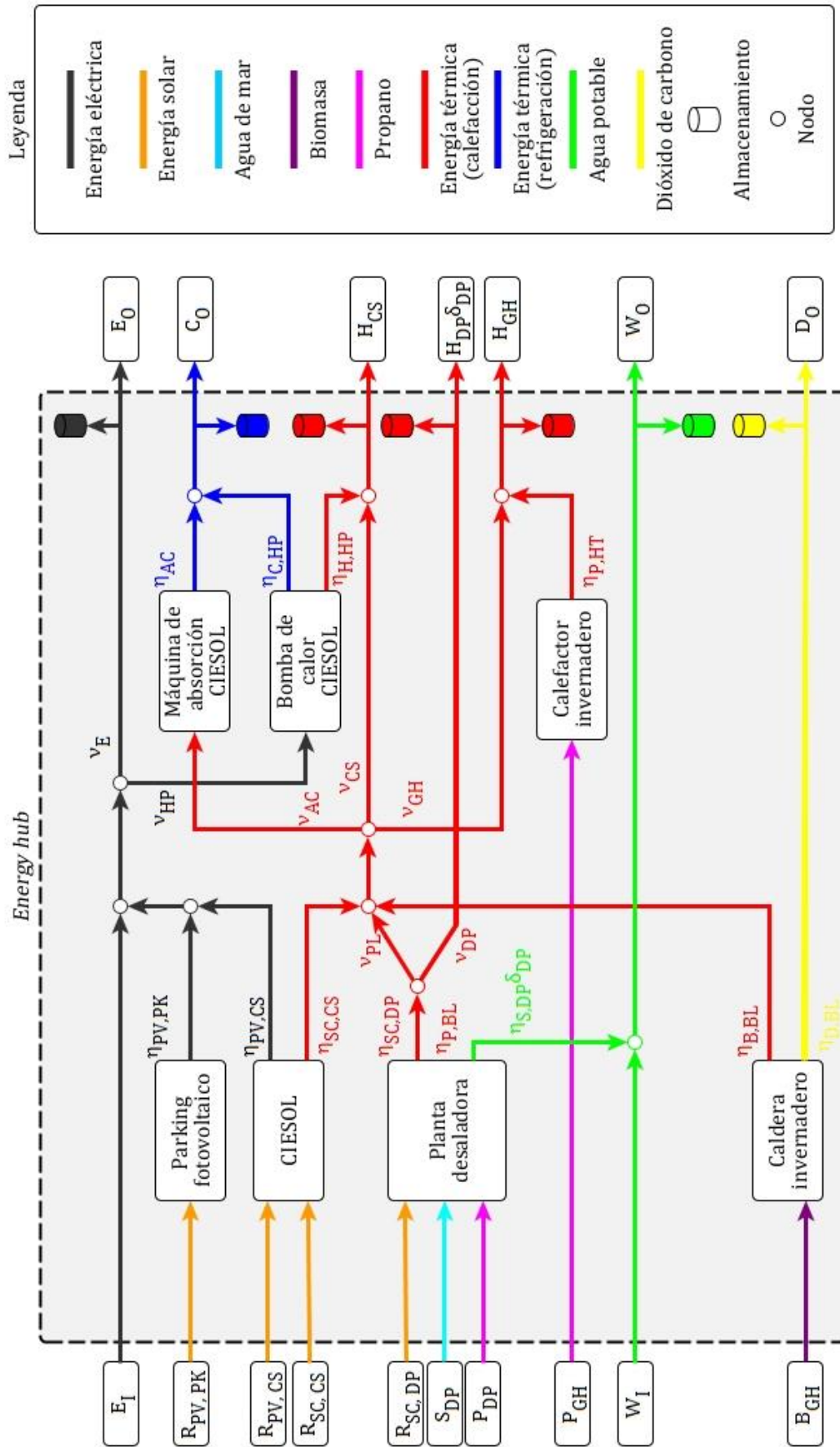


Figura 4.2. Modelo *energy hub* propuesto para la gestión de la planta ENERPRO

4.1.1. Formulación del modelo de conversión y almacenamiento

Según lo expuesto, en la planta se identifican los siguientes recursos de entrada: electricidad (E_I) y agua (W_I) de las redes de suministro locales, radiación para las instalaciones fotovoltaicas de CIESOL ($R_{PV,CS}$) y el parking ($R_{PV,PK}$), y para las térmicas de la desaladora ($R_{SC,DP}$) y los captadores de CIESOL ($R_{SC,CS}$), agua de mar para la desaladora (S_{DP}) y combustibles, en forma de propano para la caldera de la desaladora (P_{DP}) y el calefactor del invernadero (P_{GH}), y de biomasa (B_{GH}) para la caldera del invernadero. La distinción de diferentes variables para un mismo tipo de recurso se debe a que así se facilita la introducción de restricciones dadas por la capacidad de cada instalación.

En cuanto los recursos de salida, se requiere: electricidad (E_O) para CIESOL, el invernadero, la desaladora y el vehículo eléctrico; calor para CIESOL (H_{CS}), la desaladora MED ($H_{DP}\delta_{DP}$) y el invernadero (H_{GH}); frío para CIESOL (C_O); agua para CIESOL y el invernadero (W_O) y dióxido de carbono (D_O) también para este último. En este caso, conviene diferenciar la salida de calor para el invernadero, CIESOL y la desaladora debido a los dos primeros emplean un sistema auxiliar exclusivo que no proporciona energía al resto de la planta.

A partir del modelo de la figura 4.2, se deducen las ecuaciones 4.1.1 a 4.1.7.

$$E_O = \nu_E E_I + \nu_E \eta_{PV,PK} R_{PV,PK} + \nu_E \eta_{PV,CS} R_{PV,CS} + E_d - E_c \quad (4.1.1)$$

$$\begin{aligned} C_O = & \delta_{C,HP} \nu_{HP} \eta_{C,HP} E_I + \delta_{C,HP} \nu_{HP} \eta_{C,HP} \eta_{PV,PK} R_{PV,PK} \\ & + \delta_{C,HP} \nu_{HP} \eta_{C,HP} \eta_{PV,CS} R_{PV,CS} + \nu_{AC} \eta_{AC} \eta_{SC,CS} R_{SC,CS} + \nu_{AC} \eta_{AC} \nu_{PL} \eta_{SC,DP} R_{SC,DP} \\ & + \nu_{AC} \eta_{AC} \nu_{PL} \eta_{P,BL} P_{DP} + \nu_{AC} \eta_{AC} \eta_{B,BL} B_{GH} + C_d - C_c \end{aligned} \quad (4.1.2)$$

$$\begin{aligned} H_{CS} = & \delta_{H,HP} \nu_{HP} \eta_{H,HP} E_I + \delta_{H,HP} \nu_{HP} \eta_{H,HP} \eta_{PV,PK} R_{PV,PK} \\ & + \delta_{H,HP} \nu_{HP} \eta_{H,HP} \eta_{PV,CS} R_{PV,CS} + \nu_{CS} \eta_{SC,CS} R_{SC,CS} + \nu_{CS} \nu_{PL} \eta_{SC,DP} R_{SC,DP} \\ & + \nu_{CS} \nu_{PL} \eta_{P,BL} P_{DP} + \nu_{CS} \eta_{B,BL} B_{GH} + H_{CS,d} - H_{CS,c} \end{aligned} \quad (4.1.3)$$

$$H_{DP} \delta_{DP} = \nu_{DP} \eta_{SC,DP} R_{SC,DP} + \nu_{DP} \eta_{P,BL} P_{DP} + H_{DP,d} - H_{DP,c} \quad (4.1.4)$$

$$\begin{aligned} H_{GH} = & \nu_{GH} \eta_{SC,CS} R_{SC,CS} + \nu_{GH} \nu_{PL} \eta_{SC,DP} R_{SC,DP} + \nu_{GH} \nu_{PL} \eta_{P,BL} P_{DP} \\ & + \eta_{P,HT} P_{GH} + \nu_{GH} \eta_{B,BL} B_{GH} + H_{GH,d} - H_{GH,c} \end{aligned} \quad (4.1.5)$$

$$W_O = \eta_{S,DP} S_{DP} \delta_{DP} + W_I + W_d - W_c \quad (4.1.6)$$

$$D_O = \eta_{D,BL} B_{GH} + D_d - D_c \quad (4.1.7)$$

Al aplicarse en un sistema con tiempo de muestreo $T = t_{k+1} - t_k$ (t_k representa un instante de muestreo y t_{k+1} el siguiente) pueden escribirse en forma matricial como muestra la ecuación 4.1.8, considerando los vectores de salida (4.1.9), entrada (4.1.10), carga (4.1.11) y descarga (4.1.12) y a la matriz de acoplamiento (4.1.13), que describen el modelo de conversión. Para economizar espacio, entiéndase que $\mathbf{O}(k) = \mathbf{O}, \mathbf{I}(k) = \mathbf{I}, \mathbf{C}(k) = \mathbf{C}, \mathbf{Q}_c(k) = \mathbf{Q}_c, \mathbf{Q}_d(k) = \mathbf{Q}_d$, ya que tanto los flujos de entrada/salida, como los de carga/descarga y los coeficientes de reparto y conversión pueden variar en el tiempo. Nótese, además, que la demanda térmica de la desaladora está condicionada a la entrada en funcionamiento de la misma por medio de la variable de decisión binaria δ_{DP} (ecuación 4.1.14), que de igual forma afecta al caudal suministrado por la misma (ecuación 4.1.6).

$$\mathbf{O}(k) = \mathbf{C}(k) \cdot \mathbf{I}(k) - \mathbf{Q}_c(k) + \mathbf{Q}_d(k) \quad (4.1.8)$$

$$\mathbf{O} = \begin{bmatrix} E_o \\ C_o \\ H_{CS} \\ H_{DP} \delta_{DP} \\ H_{GH} \\ W_o \\ D_o \end{bmatrix}$$

$$(4.1.9)$$

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} E_l \\ R_{PV,PK} \\ R_{PV,CS} \\ R_{SC,CS} \\ R_{SC,DP} \\ S_{DP} \\ P_{DP} \\ P_{GH} \\ W_l \\ B_{GH} \end{bmatrix}$$

$$(4.1.10)$$

$$\mathbf{Q}_c = \begin{bmatrix} E_c \\ C_c \\ H_{CS,c} \\ H_{DP,c} \\ H_{GH,c} \\ W_c \\ D_c \end{bmatrix}$$

$$(4.1.11)$$

$$\mathbf{Q}_d = \begin{bmatrix} E_d \\ C_d \\ H_{CS,d} \\ H_{DP,d} \\ H_{GH,d} \\ W_d \\ D_d \end{bmatrix}$$

$$(4.1.12)$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \mathbf{v}_E & \mathbf{v}_E \eta_{PV,PK} & \mathbf{v}_E \eta_{PV,CS} & \mathbf{0} & \dots \\ \delta_{C,HP} \mathbf{v}_{HP} \eta_{C,HP} & \delta_{C,HP} \mathbf{v}_{HP} \eta_{C,HP} \eta_{PV,PK} & \delta_{C,HP} \mathbf{v}_{HP} \eta_{C,HP} \eta_{PV,PK} & \mathbf{v}_{AC} \eta_{AC} \eta_{SC,CS} & \dots \\ \delta_{H,HP} \mathbf{v}_{HP} \eta_{H,HP} & \delta_{H,HP} \mathbf{v}_{HP} \eta_{H,HP} \eta_{PV,PK} & \delta_{H,HP} \mathbf{v}_{HP} \eta_{H,HP} \eta_{PV,PK} & \mathbf{v}_{CS} \eta_{SC,CS} & \dots \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \dots \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{GH} \eta_{SC,CS} & \dots \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \dots \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \dots \\ \dots & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \dots \\ \dots & \mathbf{v}_{AC} \eta_{AC} \mathbf{v}_{PL} \eta_{SC,DP} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{AC} \eta_{AC} \mathbf{v}_{PL} \eta_{P,BL} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{AC} \eta_{AC} \eta_{B,BL} \\ \dots & \mathbf{v}_{CS} \mathbf{v}_{PL} \eta_{SC,DP} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{CS} \mathbf{v}_{PL} \eta_{P,BL} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{CS} \eta_{B,BL} \\ \dots & \mathbf{v}_{DP} \eta_{SC,DP} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{DP} \eta_{P,BL} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \dots & \mathbf{v}_{GH} \mathbf{v}_{PL} \eta_{SC,DP} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{GH} \mathbf{v}_{PL} \eta_{P,BL} & \eta_{P,HT} & \mathbf{0} & \mathbf{v}_{GH} \eta_{B,BL} \\ \dots & \mathbf{0} & \eta_{S,DP} \delta_{DP} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{1} & \mathbf{0} \\ \dots & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \eta_{D,BL} \end{bmatrix}$$

$$(4.1.13)$$

Por otro lado, para modelar los procesos de almacenamiento se aplicará a los vectores de carga y descarga, las matrices de coeficientes de conversión (4.1.17 y 4.1.18), que representan las pérdidas durante dichos procesos. También, se tendrá en cuenta la degradación en el dispositivo de almacenamiento a través del vector de degradación (4.1.16), que cuantifica la cantidad que se pierde en cada período de muestreo.

Según lo expuesto, la diferencia entre dos instantes t_{k+1} y t_k en la cantidad de recursos almacenados se puede expresar a partir del vector de almacenamiento (4.1.15) conforme a la ecuación 4.1.14. Por razones de economía de espacio, entiéndase que $\mathbf{S}(k) = \mathbf{S}$, $\mathbf{P}_c(k) = \mathbf{P}_c$, $\mathbf{P}_d(k) = \mathbf{P}_d$, $\mathbf{L}(k) = \mathbf{L}$, ya que los elementos que contienen pueden variar en el tiempo. Además, T es el tiempo de muestreo medido en minutos.

$$\mathbf{S}(k+1) = \mathbf{S}(k) + \mathbf{P}_c(k)\mathbf{Q}_c(k)T/60 - \mathbf{P}_d(k)\mathbf{Q}_d(k)T/60 - \mathbf{L}(k) \quad (4.1.14)$$

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} E_s \\ C_s \\ H_{CS,s} \\ H_{DP,s} \\ H_{GH,s} \\ W_s \\ D_s \end{bmatrix} \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} E_l \\ C_l \\ H_{CS,l} \\ H_{DP,l} \\ H_{GH,l} \\ W_l \\ D_l \end{bmatrix} \quad \mathbf{P}_c = \begin{bmatrix} \eta_{E,c} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \eta_{C,c} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{H,CS,c} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \eta_{H,DP,c} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \eta_{H,GH,c} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \eta_{W,c} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \eta_{D,c} \end{bmatrix} \quad (4.1.17)$$

$$\mathbf{P}_d = \begin{bmatrix} 1/\eta_{E,d} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/\eta_{C,d} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/\eta_{H,CS,d} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/\eta_{H,DP,d} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1/\eta_{H,GH,d} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/\eta_{W,d} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1/\eta_{D,d} \end{bmatrix} \quad (4.1.18)$$

4.1.2. Restricciones del modelo

Además de las ecuaciones que se han presentado hasta ahora, que por sí solas constituyen restricciones, es necesario incluir otras para completar el modelo.

Así pues, en relación a la capacidad de las instalaciones de producción pueden establecerse unos límites mínimo y máximo (el mínimo ha de ser mayor o igual que 0 ya que de otro modo el flujo sería inverso al establecido) recogidos en forma de expresiones en las ecuaciones 4.1.19 a 4.1.34 de la tabla 4.1, que se detallarán en el apartado 4.2.

Tabla 4.1. Restricciones debidas a la capacidad de producción y almacenamiento

Instalación	Expresión	Ec.
Suministro eléctrico	$E_I^{min} \leq E_I \leq E_I^{max}$	(4.1.19)
Parking fotovoltaico	$R_{PV,PK}^{min} \leq R_{PV,PK} \leq R_{PV,PK}^{max}$	(4.1.20)
CIESOL, paneles fotovoltaicos	$R_{PV,CS}^{min} \leq R_{PV,CS} \leq R_{PV,CS}^{max}$	(4.1.21)
CIESOL, captadores solares	$R_{SC,CS}^{min} \leq R_{SC,CS} \leq R_{SC,CS}^{max}$	(4.1.22)
Desaladora, captadores solares	$R_{SC,DP}^{min} \leq R_{SC,DP} \leq R_{SC,DP}^{max}$	(4.1.23)
Desaladora, MED	$S_{DP}^{min} \leq S_{DP} \leq S_{DP}^{max}$	(4.1.24)
Desaladora, caldera de gas	$P_{DP}^{min} \leq P_{DP} \leq P_{DP}^{max}$	(4.1.25)
Invernadero, calefactor	$P_{GH}^{min} \leq P_{GH} \leq P_{GH}^{max}$	(4.1.26)
Suministro hídrico	$W_I^{min} \leq W_I \leq W_I^{max}$	(4.1.27)
Invernadero, caldera	$B_{GH}^{min} \leq B_{GH} \leq B_{GH}^{max}$	(4.1.28)
CIESOL, máquina de absorción	$C_{AC}^{min} \leq v_{AC} \eta_{AC} \eta_{SC,CS} R_{SC,CS} + v_{AC} \eta_{AC} v_{PL} \eta_{SC,DP} R_{SC,DP} + v_{AC} \eta_{AC} v_{PL} \eta_{P,BL} P_{DP} + v_{AC} \eta_{AC} \eta_{B,BL} B_{GH} \leq C_{AC}^{max}$	(4.1.29)
CIESOL, bomba de calor ¹ (refrigeración)	$C_{HP}^{min} \leq \delta_{C,HP} v_{HP} \eta_{i,HP} E_I + \delta_{C,HP} v_{HP} \eta_{i,HP} \eta_{PV,PK} R_{PV,PK} + \delta_{C,HP} v_{HP} \eta_{i,HP} \eta_{PV,PK} R_{PV,CS} \leq C_{HP}^{max}$	(4.1.30)
CIESOL, bomba de calor ¹ (calefacción)	$H_{HP}^{min} \leq \delta_{H,HP} v_{HP} \eta_{H,HP} E_I + \delta_{H,HP} v_{HP} \eta_{H,HP} \eta_{PV,PK} R_{PV,PK} + \delta_{H,HP} v_{HP} \eta_{H,HP} \eta_{PV,PK} R_{PV,CS} \leq H_{HP}^{max}$	(4.1.31)
Almacenamiento	$0 \leq S \leq S^{max}$	(4.1.32)
Carga	$0 \leq Q_c \leq Q_c^{max}$	(4.1.33)
Descarga	$0 \leq Q_d \leq Q_d^{max}$	(4.1.34)

Nota 1: Los coeficientes δ son variables de tipo binario que se emplean para determinar el modo de funcionamiento de los elementos de la planta (véase la tabla 4.3).

Por otro lado, los coeficientes de reparto empleados en cada uno de los nodos de divergencia han de sumar la unidad, de forma que la suma de los flujos de salida del nodo sea igual al flujo de entrada. Esto queda recogido en las ecuaciones 4.1.35 a 4.1.37 de la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Restricciones debidas a los flujos de recursos

Recurso	Expresión	Ec.
Energía eléctrica	$v_E + v_{HP} = 1$	(4.1.35)
Energía térmica (calefacción), general	$v_{AC} + v_{CS} + v_{GH} = 1$	(4.1.36)
Energía térmica (calefacción), planta desaladora	$v_{DP} + v_{PL} = 1$	(4.1.37)

Por último, se ha de tener en cuenta en el modelo que algunas operaciones no pueden suceder de forma simultánea, como la carga y descarga en los dispositivos de almacenamiento o el funcionamiento de la bomba de calor de CIESOL para refrigeración y calefacción. Para ello se establecen las ecuaciones 4.1.38 y 4.1.39 de la tabla 4.3 donde los coeficientes de funcionamiento δ son variables binarias.

Tabla 4.3. Restricciones debidas a los procesos no simultáneos

Proceso	Expresión	Ec.
Carga/descarga ¹	$Q_{c,i} \cdot Q_{d,i} = 0$	(4.1.38)
CIESOL, Calefacción/refrigeración	$\delta_{C,HP} + \delta_{H,HP} = 1$	(4.1.39)

Nota 1: Se emplea el subíndice $i \in \{1,2,3,4,5,6,7\}$ para designar a los coeficientes correspondientes a cada uno de los elementos de los vectores Q_c y Q_d .

4.2. Modelado de la capacidad de producción y almacenamiento

4.2.1. Radiación solar

Por razones de diseño, es necesario conocer la radiación sobre superficies inclinadas mientras que la información disponible a través de estimaciones o mediciones suelen indicar la radiación en plano horizontal.

Entre los diferentes modelos que permiten calcular una a partir de la otra, el de radiación difusa isotrópica y suelo horizontal [4] resulta de sencilla aplicación y por ello se empleará en lo sucesivo. Según este modelo, la irradiancia sobre el plano inclinado (G_T) se calcula conforme a la ecuación 4.2.1, a partir de la suma de tres términos que la relacionan con la directa (G_b), la difusa (G_d) y la reflejada por el suelo ($G \cdot \rho_g$).

La ecuación 4.2.2, empleada para calcular el cociente entre la radiación en el plano inclinado y en el plano horizontal (R_b), requiere conocer los valores para el ángulo de incidencia (θ) y cenital (θ_z) en cada instante de muestreo. Éstos se calculan mediante las ecuaciones 4.2.3 y 4.2.4, particularizadas para sistemas en el hemisferio norte orientados al sur como ocurre en los de la panta ENERPRO, y dependen de la inclinación (β) y la latitud (ϕ) de cada instalación y la declinación (δ) y ángulo horario (ω) de cada instante.

La ecuación 4.2.5 sirve para calcular la declinación (δ) en cada día del año (n_{dia}) y la ecuación 4.2.6 para calcular el ángulo horario a partir de la hora solar (hs). Ésta última se determina a su vez a través de las ecuaciones 4.2.7 a 4.2.9 dependiendo del día del año, el adelanto oficial (AD), la longitud del lugar (ψ) y la del meridiano de referencia para la hora oficial (en España $\psi_{ref} = 0$). El término AD en España es de 1 hora en invierno y 2 en verano y el valor para la reflectividad del suelo ρ_g puede estimarse en 0,2 para ser conservadores [77][78].

$$G_T = G_b R_b + G_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + (G_b + G_d) \rho_g \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (4.2.1)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (4.2.2)$$

$$\cos \theta = \cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi - \beta) \sin \delta \quad (4.2.3)$$

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (4.2.4)$$

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \frac{284 + n_{dia}}{365} \right) \quad (4.2.5)$$

$$\omega = 360 \frac{hs - 12}{24} \quad (4.2.6)$$

$$hs = ho + \frac{4}{60} (\psi - \psi_{ref}) + \frac{1}{3600} ET - AD \quad (4.2.7)$$

$$ET = 13,752(0,075 + 1,868 \cos A - 32,077 \sin A - 14,615 \cos 2A - 40,89 \sin 2A) \quad (4.2.8)$$

$$A = (n_{\text{día}} - 1) 360/365 \quad (4.2.9)$$

Por tanto, el modelo de predicción meteorológica deberá proporcionar las componentes directa y difusa de la irradiancia en el plano horizontal (G_b y G_d), mientras que el resto de parámetros pueden calcularse en función del día y la hora, y de las características de las instalaciones (véase la tabla 4.4). Una vez se tiene la irradiancia sobre la superficie de captación ($G_{T,i}$), el límite superior de las ecuaciones 4.1.20 a 4.1.23, se calcula según la ecuación 4.2.10, mientras que el límite inferior puede considerarse nulo (ecuación 4.2.11) al permitir los sistemas de control de la planta desconectar dichas instalaciones de producción.

$$R_i^{\text{máx}} = G_{T,i} \cdot A_{c,T,i} \quad (4.2.10)$$

$$R_i^{\text{mín}} = 0 \quad (4.2.11)$$

Tabla 4.4. Datos de cálculo de las instalaciones de producción solares

Parámetro	Parking fotovoltaico	CIESOL, paneles fotovoltaicos	CIESOL, captadores solares	Desaladora, captadores solares
Latitud (ϕ)	36,83°	36,83°	36,83°	37,09°
Longitud (ψ)	-2,40°	-2,41°	-2,41°	-2,36°
Inclinación (β)	30°	22°	30°	36°
Superficie ($A_{c,T}$)	8110,30 m ²	68,37 m ²	161,60 m ²	498,96 m ²

4.2.2. Suministro hídrico y eléctrico, desaladora y sistemas de apoyo térmico

Al no estar localizada la planta ENERPRO en el mismo punto, dispone de diferentes redes de suministro hídrico y eléctrico que se caracterizan por el caudal y potencia contratados con la compañía suministradora o el caudal y potencia de diseño. Puesto que se ha de abastecer la demanda de todos los elementos en ausencia de recursos renovables, no se considerarán límites en cuanto a la capacidad de las redes de suministro ($E_I^{\text{máx}} = W_I^{\text{máx}} = \infty$) ni la posibilidad de vender el excedente de la planta ($E_I^{\text{mín}} = W_I^{\text{mín}} = 0$).

Por otro lado, la capacidad de producción de la desaladora y los sistemas de apoyo térmico, si bien dependen de las condiciones de operación (temperatura ambiental, composición del combustible...), en este trabajo la capacidad máxima estará determinada por los parámetros de diseño de los mismos y la mínima se considerará nula. Así pues, conforme a la tabla 3.1, para la desaladora pueden definirse los límites $S_{DP}^{máx} = 10 \text{ m}^3/\text{h}$, $S_{DP}^{mín} = 6 \text{ m}^3/\text{h}$ en el punto de operación considerado. Además, basándose en [66] se asumirá el caudal de su caldera a plena carga $P_{DP}^{máx} = 20 \text{ kg/h}$ y en condiciones de inoperatividad $P_{DP}^{mín} = 0$.

Por otro lado, la máquina de absorción [58] y la bomba de calor [59] de CIESOL se caracterizan por sus valores nominales de potencia, de forma que para la primera se tiene $C_{AC}^{mín} = 0$, $C_{AC}^{máx} = 70 \text{ kW}$, y para la segunda en modo refrigeración $C_{HP}^{mín} = 0$, $C_{HP}^{máx} = 76,4 \text{ kW}$ y en modo calefacción $H_{HP}^{mín} = 0$, $H_{HP}^{máx} = 82,6 \text{ kW}$. Asimismo, los caudales de combustible máximos del calefactor [68] y la caldera [69] del invernadero se obtienen de las especificaciones del fabricante de cada uno, teniendo por tanto, $P_{GH}^{mín} = 0$, $P_{GH}^{máx} = 6,8 \text{ kg/h}$ en el primer caso y $B_{GH}^{mín} = 0 \text{ kg/h}$, $B_{GH}^{máx} = 40 \text{ kg/h}$.

4.2.3. Sistemas de almacenamiento

Con respecto a los sistemas de almacenamiento térmico se ha de distinguir entre su capacidad total (que restringe los valores del vector \mathbf{S}) y la capacidad de carga y descarga (que acota los valores de \mathbf{Q}_c y \mathbf{Q}_d). Dado que, para determinar estos parámetros, y cuantificar las pérdidas (\mathbf{L}), no basta con conocer las características de los depósitos, sino que es necesario conocer la dinámica de todo el sistema térmico, resulta demasiado complejo el desarrollo de modelos precisos en este trabajo. Para simplificar, se asumirá la temperatura de entrada (T^e) al depósito y la requerida (T^r) en el punto de consumo se mantienen constantes, de manera que la capacidad total de almacenar energía sólo depende del volumen del depósito. La ecuación 4.2.12 expresa esta relación para todos los sistemas térmicos (siendo c_p y ρ el calor específico y densidad del agua), de forma que el subíndice $i \in \{2,3,4,5\}$ designa a los elementos correspondientes del vector $\mathbf{S}^{máx}$. Además, para la aplicación de esta fórmula es necesario distinguir entre los sistemas de calefacción ($T^e > T^r$) y los de refrigeración ($T^e < T^r$), de forma que se cumpla $S_i^{máx} > 0$.

$$S_i^{máx} = (\pm T_i^e \pm T_i^r) c_p \rho V_i \quad (4.2.12)$$

Por analogía, la capacidad de carga y descarga puede determinarse según las ecuaciones 4.2.13 y 4.2.14, conociendo los caudales máximos de entrada y salida.

$$Q_{c,i}^{m\acute{a}x} = (\pm T_i^e \pm T_i^r) c_p \rho V_{c,i}^{m\acute{a}x} \quad (4.2.13)$$

$$Q_{d,i}^{m\acute{a}x} (\pm T_i^e \pm T_i^r) c_p \rho V_{d,i}^{m\acute{a}x} \quad (4.2.14)$$

A partir de las ecuaciones propuestas, y de los datos propuestos en la tabla 4.5, pueden considerarse los siguientes valores en relación a los sistemas de almacenamiento térmico: $C_c^{m\acute{a}x} = 20,9 \text{ kW}$, $C_d^{m\acute{a}x} = 20,9 \text{ kW}$, $C_s^{m\acute{a}x} = 29,0 \text{ kWh}$, $H_{CS,c}^{m\acute{a}x} = 125,4 \text{ kW}$, $H_{CS,d}^{m\acute{a}x} = 125,4 \text{ kW}$, $H_{CS,s}^{m\acute{a}x} = 174,2 \text{ kWh}$, $H_{DP,c}^{m\acute{a}x} = 250,8 \text{ kW}$, $H_{DP,d}^{m\acute{a}x} = 250,8 \text{ kW}$, $H_{DP,s}^{m\acute{a}x} = 335,4 \text{ kWh}$, $H_{GH,c}^{m\acute{a}x} = 104,5 \text{ kW}$, $H_{GH,d}^{m\acute{a}x} = 104,5 \text{ kW}$, $H_{GH,s}^{m\acute{a}x} = 116,1 \text{ kWh}$. Por otro lado, se considerarán nulos los límites inferiores de la capacidad de almacenamiento ($S_i^{m\acute{a}x} = 0$, $Q_{c,i}^{m\acute{a}x} = 0$, $Q_{d,i}^{m\acute{a}x} = 0$, con $i \in \{2,3,4,5\}$).

Tabla 4.5. Datos estimados para las instalaciones de almacenamiento térmico

Parámetro	CIESOL, refrigeración	CIESOL, calefacción	Planta desaladora	Invernadero
Tª de entrada (T_i^e)	7 °C	70 °C	80 °C	70 °C
Tª requerida (T_i^r)	12 °C	55 °C	68 °C	55 °C
Capacidad (V_i)	5 m ³	10 m ³	24 m ³	20 m ³
Caudal de carga ($\dot{V}_{c,i}^{m\acute{a}x}$)	1 L/s	2 L/s	5 L/s	5 L/s
Caudal de descarga ($\dot{V}_{d,i}^{m\acute{a}x}$)	1 L/s	2 L/s	5 L/s	5 L/s

Debido a que en la planta no se dispone de los sistemas de almacenamiento de agua, electricidad y CO₂ plenamente operativos, se describirán las características de unos componentes hipotéticos para su uso práctico en este trabajo. La tabla 4.6 recoge los límites superiores de carga, descarga y capacidad tanto de éstos como del resto de sistemas de almacenamiento mencionados anteriormente (no así los límites inferiores por considerarse nulos en todos los casos: $W_s^{m\acute{a}x} = W_d^{m\acute{a}x} = W_c^{m\acute{a}x} = D_s^{m\acute{a}x} = D_d^{m\acute{a}x} = D_c^{m\acute{a}x} = E_s^{m\acute{a}x} = E_d^{m\acute{a}x} = E_c^{m\acute{a}x} = 0$).

Tabla 4.6. Resumen de los límites superiores en los sistemas de almacenamiento

Sistema de almacenamiento	Carga	Descarga	Capacidad
Energía eléctrica	$E_c^{m\acute{a}x} = 3 \text{ kW}$	$E_d^{m\acute{a}x} = 3 \text{ kW}$	$E_s^{m\acute{a}x} = 11,0 \text{ kWh}$
CIESOL, refrigeración	$C_c^{m\acute{a}x} = 20,9 \text{ kW}$	$C_d^{m\acute{a}x} = 20,9 \text{ kW}$	$C_s^{m\acute{a}x} = 29,0 \text{ kWh}$
CIESOL, calefacción	$H_{CS,c}^{m\acute{a}x} = 125,4 \text{ kW}$	$H_{CS,d}^{m\acute{a}x} = 125,4 \text{ kW}$	$H_{CS,s}^{m\acute{a}x} = 174,2 \text{ kWh}$
Planta desaladora, calefacción	$H_{DP,c}^{m\acute{a}x} = 250,8 \text{ kW}$	$H_{DP,d}^{m\acute{a}x} = 250,8 \text{ kW}$	$H_{DP,s}^{m\acute{a}x} = 335,4 \text{ kWh}$
Invernadero, calefacción	$H_{GH,c}^{m\acute{a}x} = 104,5 \text{ kW}$	$H_{GH,d}^{m\acute{a}x} = 104,5 \text{ kW}$	$H_{GH,s}^{m\acute{a}x} = 116,1 \text{ kWh}$
Agua potable	$W_c^{m\acute{a}x} = 3 \text{ m}^3/\text{h}$	$W_d^{m\acute{a}x} = 3 \text{ m}^3/\text{h}$	$W_s^{m\acute{a}x} = 6 \text{ m}^3$
Dióxido de carbono	$D_c^{m\acute{a}x} = 50 \text{ kg/h}$	$D_d^{m\acute{a}x} = 50 \text{ kg/h}$	$D_s^{m\acute{a}x} = 300 \text{ kg}$

4.3. Modelado de los coeficientes de conversión

4.3.1. Energía solar fotovoltaica

Para calcular el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas a partir de las características de los paneles dadas por los fabricantes en condiciones estándar ($G_{st} = 1000 \text{ W/m}^2, T_{c,st} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) se seguirá, en general, la metodología propuesta en [4]. Para ello, se parte del circuito equivalente de un panel conforme a la figura 4.3 del cual se deduce la ecuación 4.3.1 que relaciona la intensidad y el voltaje de salida a temperatura y radiación constantes.

$$I = I_L - I_o \left[e^{\left(\frac{V+IR_s}{a}\right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (4.3.1)$$

Si bien los parámetros de dicha expresión no son proporcionados directamente por el fabricante, pueden calcularse a partir de éstos siguiendo la metodología expuesta en [4]. No obstante, en su lugar se empleará el bloque *PV Array* [79] de la herramienta Simulink de MATLAB [80] puesto que la resolución de las ecuaciones propuestas en [4] es algo compleja para abordarla en este documento.

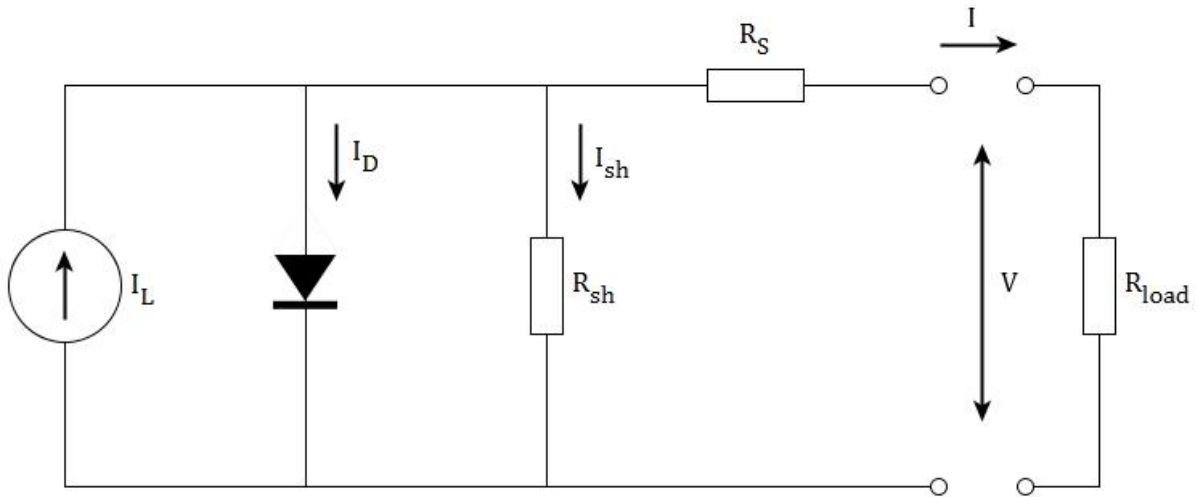


Figura 4.3. Circuito equivalente para un panel fotovoltaico

El bloque requiere conocer los datos sobre el módulo fotovoltaico dados por los fabricantes y recopilados en la tabla 4.8. Como salida, se obtienen los parámetros para cada uno de los módulos (tabla 4.7) que caracterizan la ecuación 4.3.1 en condiciones estándar a excepción del parámetro a , que ha de calcularse mediante según la ecuación 4.3.2 a partir del factor de idealidad del diodo (n_d), siendo la constante de Boltzmann $k = 1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K, la carga del electrón $q = 1,602 \cdot 10^{-19}$ C, N_s el número de células del panel (tabla 4.8) y T_c la temperatura del mismo (para $a_{st}, T_c = T_{c,st} = 25$ °C).

$$a = kn_d T_c N_s / q \tag{4.3.2}$$

Tabla 4.7. Parámetros del circuito equivalente de los paneles fotovoltaicos

Parámetro	Atersa A-222P	CONERGY PA 240P	CONERGY POWER PLUS 240M	FIRST SOLAR FS-380
Corriente de luz ($I_{L,st}$)	7,97 A	8,56 A	8,46 A	1,93 A
Corriente de saturación del diodo ($I_{o,st}$)	$1,86 \cdot 10^{-10}$ A	$6,39 \cdot 10^{-11}$ A	$1,40 \cdot 10^{-10}$ A	$1,64 \cdot 10^{-12}$ A
Resistencia en serie ($R_{s,st}$)	0,39 Ω	0,31 Ω	0,32 Ω	3,31 Ω
Resistencia de derivación ($R_{sh,st}$)	280 Ω	162 Ω	237 Ω	263 Ω
Modificador del factor de idealidad (a_{st})	1,52 V	1,45 V	1,53 V	2,20 V

Tabla 4.8. Características de los paneles fotovoltaicos

Característica	Atersa A-222P [60]	CONERGY PA 240P [72]	CONERGY POWER PLUS 240M [73]	FIRST SOLAR FS-380 [74]
Área de captación (A_c)	1,628 m ²	1,652 m ²	1,652 m ²	0,72 m ²
Nº de células (N_s)	60	60	60	154
Tensión circuito abierto (V_{oc})	37,20 V	37,00 V	38,00 V	60,80 V
Intensidad cortocircuito (I_{sc})	7,96 A	8,54 A	8,45 A	1,88 A
Tensión máx. potencia (V_{mp})	29,84 V	30,20 V	30,89 V	48,5 V
Intensidad máx. potencia (I_{mp})	7,44 A	7,95 A	7,90 A	1,65 A
Coef. T ^a tensión circuito abierto ($\mu_{V,oc}$)	-0,35 %/°C	-0,32 %/°C	-0,34 %/°C	-0,27 %/°C
Coef. T ^a intensidad cortocircuito ($\mu_{I,sc}$)	0,05 %/°C	0,04 %/°C	0,06 %/°C	0,04 %/°C
Temperatura célula NOCT ¹ ($T_{c,NOCT}$)	47 °C	45 °C	48 °C	45 °C

Nota 1: NOCT, del inglés *Normal Operating Cell Temperature*, define la temperatura del módulo en condiciones normales con un nivel de radiación solar $G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$, una velocidad del viento de 1 m/s y una temperatura ambiente de $T_{a,NOCT} = 20 \text{ °C}$.

Una vez obtenidos los parámetros para el modelo en condiciones estándar es necesario calcularlos en cada punto de operación (instante de muestreo) del panel fotovoltaico, para lo cual se aplican las ecuaciones 4.3.3 a 4.3.8, siendo la constante de Boltzmann $k = 1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$, el factor de conversión de electrón-voltios a julios $1,602 \cdot 10^{-19} \text{ J/eV}$ (que se ha de emplear en la ecuación 4.3.5), la energía de banda para el silicio $E_{g,st} = 1,12 \text{ eV}$ y el coeficiente para el mismo $C = 0,0002677 \text{ °C}^{-1}$.

Nótese que, para la aplicación de estas fórmulas, es necesario calcular la relación de radiación absorbida ($S_T/S_{T,st}$) y la temperatura del panel (T_c) en las condiciones de operación como se expondrá más adelante. Además, en las ecuaciones 4.3.3 y 4.3.5 es necesario introducir las temperaturas en Kelvin para conservar la homogeneidad dimensional y el coeficiente de temperatura para la intensidad del cortocircuito $\mu_{I,sc}$ es necesario calcularlo en valor absoluto en lugar de porcentual (multiplicando el valor de la tabla tabla 4.8 por la intensidad de cortocircuito I_{sc} y dividiendo entre cien).

$$\frac{a}{a_{st}} = \frac{T_c}{T_{c,st}} \quad (4.3.3)$$

$$I_L = \frac{S_T}{S_{T,st}} [I_{L,st} + \mu_{I,sc}(T_c - T_{c,st})] \quad (4.3.4)$$

$$\frac{I_o}{I_{o,st}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,st}}\right)^3 e^{\left(\frac{E_{g,st}}{kT_{c,st}} - \frac{E_g}{kT_c}\right)} \quad (4.3.5)$$

$$\frac{E_g}{E_{g,st}} = 1 - C(T_c - T_{c,st}) \quad (4.3.6)$$

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,st}} = \frac{S_{T,st}}{S_T} \quad (4.3.7)$$

$$R_s = R_{s,st} \quad (4.3.8)$$

Conforme a lo expuesto en [4], la relación entre la radiación absorbida por una célula fotovoltaica en condiciones estándar y en condiciones de operación se calculará según las ecuaciones 4.3.9 a 4.3.18, donde el factor M_a es un modificador de la masa de aire que depende del material de fabricación de la célula fotovoltaica y se calcula conforme a la ecuación 4.3.10, cuyos coeficientes están particularizados para el caso de silicio monocristalino.

Por otro lado, los factores $K_{\tau\alpha,b}$, $K_{\tau\alpha,d}$ y $K_{\tau\alpha,g}$ son modificadores del ángulo de incidencia para las respectivas radiaciones directa, difusa y reflejada en el suelo, correspondiendo su cálculo al valor de los ángulos de incidencia θ , $\theta_{e,d}$ y $\theta_{e,g}$ con respecto a la incidencia normal $\tau\alpha$ (0) según las ecuaciones 4.3.11 a 4.3.13. Tal y como en el modelo de radiación para el plano inclinado, el ángulo θ se obtiene al aplicar la ecuación 4.2.3, mientras que para los ángulos $\theta_{e,d}$ y $\theta_{e,g}$ se han desarrollado las fórmulas correspondientes a las ecuaciones 4.3.17 y 4.3.18 (estando β expresado en grados).

Además, es necesario conocer el ángulo de refracción relativo a cada ángulo de incidencia mediante la ley de Snell (ecuación 4.3.16) que se aplicará con una relación de índices de refracción en la que para el aire se considera la unidad y para la cubierta de todos los paneles fotovoltaicos el del cristal templado, por lo que $n_{IR} = 1,526$.

Para terminar, las ecuaciones 4.1.14 y 4.1.15 en las que aparece $\tau\alpha$ están relacionadas con las leyes de Fresnel y, además de depender de los ángulos de incidencia y refracción, se rigen por dos parámetros de la superficie de incidencia (acristalamiento): su grosor (para todos los paneles $L_c = 3,2 \text{ mm}$) y su coeficiente de extinción (para el cristal $K_c = 4 \text{ m}^{-1}$). Debido a su comportamiento asintótico, se requiere adecuar los valores proporcionados por las ecuaciones 4.3.10 y 4.3.11.

$$\frac{S_T}{S_{T,st}} = M_a \left(\frac{G_b}{G_{st}} R_b K_{\tau\alpha,b} + \frac{G_d}{G_{st}} K_{\tau\alpha,d} \frac{1 + \cos\beta}{2} + \frac{G_b + G_d}{G_{st}} \rho_g K_{\tau\alpha,g} \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (4.3.9)$$

$$M_a = 0,935823 + 0,054289 \frac{1}{\cos\theta_z} - 0,008677 \frac{1}{\cos^2\theta_z} + 0,000527 \frac{1}{\cos^3\theta_z} - 0,000011 \frac{1}{\cos^4\theta_z} \quad (4.3.10)$$

$$K_{\tau\alpha,b} = \frac{\tau\alpha(\theta)}{\tau\alpha(0)} \quad (4.3.11)$$

$$K_{\tau\alpha,d} = \frac{\tau\alpha(\theta_{e,d})}{\tau\alpha(0)} \quad (4.3.12)$$

$$K_{\tau\alpha,g} = \frac{\tau\alpha(\theta_{e,g})}{\tau\alpha(0)} \quad (4.3.13)$$

$$\tau\alpha(0) = e^{-(K_c L_c)} \left[1 - \left(\frac{n_{IR} - 1}{n_{IR} + 1} \right)^2 \right] \quad (4.3.14)$$

$$\tau\alpha(\theta) = e^{-(K_c L_c / \cos\theta_r)} \left[1 - \frac{1}{2} \left(\frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta)}{\tan^2(\theta_r + \theta)} \right) \right] \quad (4.3.15)$$

$$\theta_r = \sin^{-1} \left(\frac{\sin\theta}{n_{IR}} \right) \quad (4.3.16)$$

$$\theta_{e,d} = 59,7 - 0,1388\beta + 0,001497\beta^2 \quad (4.3.17)$$

$$\theta_{e,g} = 90 - 0,5788\beta + 0,002693\beta^2 \quad (4.3.18)$$

La temperatura de la célula se calculará según la ecuación 4.3.19, en la que la temperatura ambiental (T_a) y la radiación global en el plano inclinado (G_T) vendrán dadas por el modelo de predicción meteorológico.

$$T_c = T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \frac{G_T}{G_{NOCT}} \left(1 - \frac{\eta_{PV}}{\tau\alpha}\right) \quad (4.3.19)$$

Debido a ésta depende a su vez del rendimiento fotovoltaico, calcular el mismo requiere de procedimientos iterativos. Aunque podría emplearse la función *fsolve* [81] para resolver el problema de forma precisa haciendo que el error entre el valor del rendimiento supuesto inicialmente y el valor final sea mínimo, el aumento en el tiempo de computación no justifica su uso por lo que en su lugar se realizarán tres iteraciones partiendo de un rendimiento inicial del 9%. Por otro lado, dado que el valor de $\tau\alpha$ es difícil de calcular puede asumirse igual a 0.9 [4].

Finalmente, es necesario obtener el punto de máxima potencia (o máximo rendimiento) en las condiciones de operación. Teniendo en cuenta que la potencia eléctrica se expresa según la ecuación 4.3.20,

$$P = I \cdot V \quad (4.3.20)$$

sustituyendo en la ecuación 4.3.1, derivando respecto a V e igualando a cero, se tiene

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_o}{a} e^{\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right)} + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{I_o R_s}{a} e^{\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right)}} \quad (4.3.21)$$

e imponiendo en la misma, las condiciones de máxima potencia,

$$I_{mp} = I_L - I_o \left[e^{\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \quad (4.3.22)$$

se obtiene dos expresiones que proporcionan la intensidad y voltaje en el punto de máxima potencia (a través de la función *fsolve* de MATLAB que permite resolver sistemas de ecuaciones no lineales), de forma que el coeficiente de conversión de las instalaciones se calcularía a partir de éstos según la ecuación 4.3.23. Dado que buena parte de los datos muestreados se corresponde a períodos del día con radiación nula, sólo se calcularán los rendimientos fotovoltaicos para valores de radiación global superior a 0.01 W/m².

$$\eta_{PV} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{G_T A_c} \quad (4.3.23)$$

Puesto que de esta forma se obtiene el rendimiento para cada tipo de panel fotovoltaico, para calcular el rendimiento global del parking se aplicará la media ponderada por el número de paneles de los tres tipos (véase el apartado 3.6).

4.3.2. Energía solar térmica

Con anterioridad a este trabajo, se han propuesto modelos semejantes con el fin de controlar la temperatura de salida del campo de captadores tanto de CIESOL [82][83], como de la desaladora [84][85], basados en las expresiones publicadas en [86]. Para caracterizar a los captadores solares se emplean las ecuaciones 4.3.24 y 4.3.25, cuyos parámetros se han obtenido de forma experimental.

$$\rho c_p \Omega \frac{dT_{sc,o}(t)}{dt} = \beta_r G_T(t) - \frac{h_{sc}}{L_{eq}} (T_{sc,m}(t) - T_a(t)) - c_p \dot{m}_{eq}(t) \frac{T_{sc,o}(t) - T_{sc,i}(t - d_{tin})}{L_{eq}} \quad (4.3.24)$$

$$T_{sc,m}(t) = \frac{T_{sc,o}(t) - T_{sc,i}(t - d_{tin})}{2} \quad (4.3.25)$$

La primera de ellas se emplea para determinar la variación en la temperatura de salida del fluido del campo de captadores ($T_{sc,o}$), siendo ρ la densidad y c_p el calor específico del fluido caloportador y Ω la sección de la tubería que conforma el captador. Según la ecuación 4.3.24, el producto de éstos términos ha de ser igual a la radiación recibida en el plano inclinada (G_T) minorada por el coeficiente óptico del captador solar (β_r) menos las pérdidas térmicas, expresadas como el cociente del coeficiente térmico (h_{sc}) y la longitud equivalente (L_{eq}) por la diferencia de temperatura media del fluido ($T_{sc,m}$) y la ambiental (T_a), y la energía absorbida por el fluido, siendo $T_{sc,i}$ la temperatura de entrada del fluido y \dot{m}_{eq} el caudal másico equivalente. Por otro lado, la ecuación 4.3.25 expresa la temperatura media del fluido caloportador como la media aritmética de las temperaturas de entrada y salida teniendo en cuenta el retardo d_{tin} existente debido al movimiento del fluido en el captador.

Asumiendo que la temperatura de salida del campo se mantiene estable gracias a los sistemas de control propuestos en las citadas publicaciones, la ecuación 4.3.24 puede reescribirse, a la vez que se introduce como parámetro el área total del campo solar, para dar lugar a la ecuación 4.3.26.

$$\eta_{SC} = \frac{Q_u}{G_T A_{c,T}} = \frac{\dot{m}_f}{\dot{m}_{eq}} \left(\frac{L_{eq} \beta_r}{A_{c,T}} - \frac{h_{SC} (T_{sc,m} - T_a)}{G_T A_{c,T}} \right) \quad (4.3.26)$$

A partir de los datos del modelo meteorológico (que proporciona T_a y G_T) y de los parámetros experimentales de la tabla 4.9 puede calcularse el coeficiente de conversión de las instalaciones. Se considerará que la temperatura media se mantiene constante en el punto de operación, aunque sería más apropiado disponer de un modelo para predecir su valor en el tiempo.

Tabla 4.9. Parámetros experimentales para las instalaciones de captadores solares

Parámetro	CIESOL, captadores solares [82]	Desaladora, captadores solares [85]
Coeficiente óptico (β_r)	0,7 m	0,105 m
Longitud equivalente (L_{eq})	15 m	5,67 m
Coeficiente térmico (h_{SC})	91,2 W/°C	4,7 W/°C
Ratio masa equivalente (\dot{m}_f/\dot{m}_{eq})	10	588
Superficie ($A_{c,T}$)	161,60 m ²	498,96 m ²
Temperatura media de operación ($T_{sc,m}$)	70 °C	65 °C

4.3.3. Planta desaladora

Existen para la planta desaladora de la PSA modelos complejos, no-lineales, que predicen la respuesta de ésta en función de las condiciones de operación [63][87]. Sin embargo, en este caso es preferible utilizar un modelo más sencillo con el fin de reducir el tiempo de computación en las situaciones que se simulen, basado en el publicado en [88], que consiste en un sistema de primer orden que relaciona el caudal destilado con la temperatura y el caudal de entrada a la MED en el dominio de Laplace (ecuación 4.3.27).

$$q_d(s) = \frac{0,07}{120s + 1} e^{-100s} T_{MED}(s) + \frac{0,021}{60s + 1} e^{-100s} m_{MED}(s) \quad (4.3.27)$$

Dado que se trata de calcular el coeficiente de conversión medio con el que trabaja la planta en cada iteración, y los parámetros relativos al tiempo de retardo y la constante de tiempo de las funciones de transferencia serán bastante más pequeños que el tiempo

entre iteraciones, puede reescribirse la expresión anterior atendiendo a las ganancias para dar lugar a la ecuación 4.3.28. Para simplificar, al aplicarla se considerarán temperatura y un caudal de entrada constantes ($T_{MED} = 25 \text{ °C}$, $m_{MED} = 8 \text{ m}^3/\text{h}$).

$$\eta_{S,DP} = \frac{0,07 T_{MED}}{m_{MED}} + 0,021 = 0,24 \quad (4.3.28)$$

4.3.4. Sistemas de climatización, apoyo y almacenamiento

Al no disponer actualmente de modelos para caracterizar el resto de coeficientes de conversión de la planta y las pérdidas en los sistemas de almacenamiento, en este apartado se exponen los valores y expresiones que se emplearán a efectos prácticos.

En cuanto a la máquina de absorción YAZAKI, el fabricante ofrece información acerca del rendimiento de la misma en determinados puntos de operación [58]. Para el cálculo del coeficiente de conversión η_{AC} cuando opera en modo refrigeración, bastaría con conocer las temperaturas del agua procedente de la torre de refrigeración y de la alimentación térmica (habitualmente el campo de captadores solares de CIESOL). Puesto que se ha impuesto como límite (apartado 4.2.2) que no se supere la capacidad de producción en condiciones estándar del fabricante y el rendimiento en el rango de temperaturas que cumplen esa condición se sitúa entre 0,7 y 0,9, se tomará el límite inferior como valor constante ($\eta_{AC} = 0,7$).

En cambio, para la bomba de calor Ciatesa Hidropack WE 360 [59], únicamente se dispone de los valores del coeficiente de rendimiento (COP, del inglés *Coefficient of Performance*) y el coeficiente de eficiencia energética (EER, del inglés *Energy Efficiency Ratio*), netos y estacionales, en las condiciones de operación estándar, por lo que éstos serán los valores de los coeficientes de conversión relativos a la máquina ($\eta_{C,HP} = 2,73$, $\eta_{H,HP} = 3,23$).

Por otro lado, los coeficientes de conversión de los sistemas de combustión se determinan a partir de las propiedades de los combustibles y suponiendo en los tres casos una eficiencia de la combustión del 98% y una eficiencia global del 90%. Al ser el poder calorífico inferior (PCI) del propano de 12,83 kWh/kg y asumiendo, en la caldera de biomasa, el uso de pellas de madera con PCI de 4,72 kWh/kg y contenido en carbono del 45% [89] los coeficientes de conversión para cada uno de los elementos son: $\eta_{P,BL} = 11,54 \text{ kWh/kg}$, $\eta_{P,HT} = 11,54 \text{ kWh/kg}$, $\eta_{B,BL} = 4,25 \text{ kWh/kg}$, $\eta_{D,BL} = 1,76$.

Por último, en la tabla 4.10 se presentan los coeficientes de conversión y degradación que se considerarán para los sistemas de almacenamiento. Se asumirá que la cantidad degradada es una fracción constante del recurso almacenado (con $i \in \{1,2,3,4,5,6,7\}$), según la ecuación 4.3.29.

$$L_i = L_{0,i} \cdot S_i \quad (4.3.29)$$

En el caso del agua y del dióxido de carbono se trata de procesos en los que no se degrada el recurso, ni se producen pérdidas por carga y descarga en condiciones normales de operación. Para la energía eléctrica sí que se emplearán coeficientes de carga y descarga obtenidos en algunos ensayos preliminares de los que aún no existen publicaciones, y se asumirá degradación del 2% de la cantidad almacenada en cada instante. En cuanto a los sistemas de almacenamiento térmico, tal y como ya ocurría a la hora de determinar la capacidad de los mismos, resulta demasiado complejo el desarrollo de modelos precisos en este trabajo, por lo que se asumirán valores constantes para los coeficientes de conversión del 90% y del 6% para las pérdidas por degradación.

Tabla 4.10. Coeficientes de conversión y degradación de los sistemas de almacenamiento

Sistema de almacenamiento	Coefficiente de carga ($\eta_{i,c}$)	Coefficiente de descarga ($\eta_{i,d}$)	Coefficiente de degradación ($L_{0,i}$)
Energía eléctrica	0,7	0,8	0,02
CIESOL, refrigeración	0,9	0,9	0,06
CIESOL, calefacción	0,9	0,9	0,06
Planta desaladora, calefacción	0,9	0,9	0,06
Invernadero, calefacción	0,9	0,9	0,06
Agua potable	1	1	0
Dióxido de carbono	1	1	0

Capítulo 5. Simulación del *energy hub*

5.1. Análisis de la disponibilidad y demanda de recursos

El modelo *energy hub* propuesto para la planta ENERPRO, requiere modelos de predicción de los recursos de salida y de las condiciones meteorológicas que determinen, con la misma frecuencia de muestreo que se ejecuta el sistema, datos como la potencia térmica y eléctrica, la radiación solar o la temperatura ambiente. Pese a existir publicaciones acerca de estos, debido su complejidad en su lugar se realizará la simulación con conjuntos de datos obtenidos a partir de las características de la planta y escalados para adecuar la demanda a la disponibilidad de recursos, correspondiendo únicamente los perfiles de temperatura y radiación con mediciones reales.

Para la simulación, se distinguirán dos tipos de situaciones, correspondientes a un día cálido y a otro frío, de manera que la demanda de recursos y la disponibilidad de radiación solar y la temperatura ambiente entre uno y otro difiere sustancialmente. En cada caso, se ha realizado la media a los datos disponibles para los quince primeros días del mes de enero y julio, respectivamente, empleándose el día siete de cada mes en el modelo de radiación solar. En la figura 5.1 se representan los perfiles resultantes de temperatura y radiación global resultantes y en la figura 5.2 los de la radiación difusa y directa, distinguiéndose con facilidad los correspondientes al día de verano por tenerse mayores valores de radiación y temperatura y de mayor duración. Nótese, además que en el caso del día frío las curvas de radiación presentan un mayor número de picos debido al efecto de las nubes en alguno de los días, aunque atenuado por el promedio realizado.

Por otro lado, se tendrá en cuenta el consumo eléctrico bioclimático CIESOL en días laborables, sin distinción entre día cálido o frío, y se desprecia la demanda de la planta desaladora y del invernadero. De aquí deriva el perfil de la figura 5.3, en la que se muestra un consumo mínimo pero constante de alrededor de 20 kW durante la noche que crece y decrece de manera abrupta al inicio y al término de la jornada laboral.

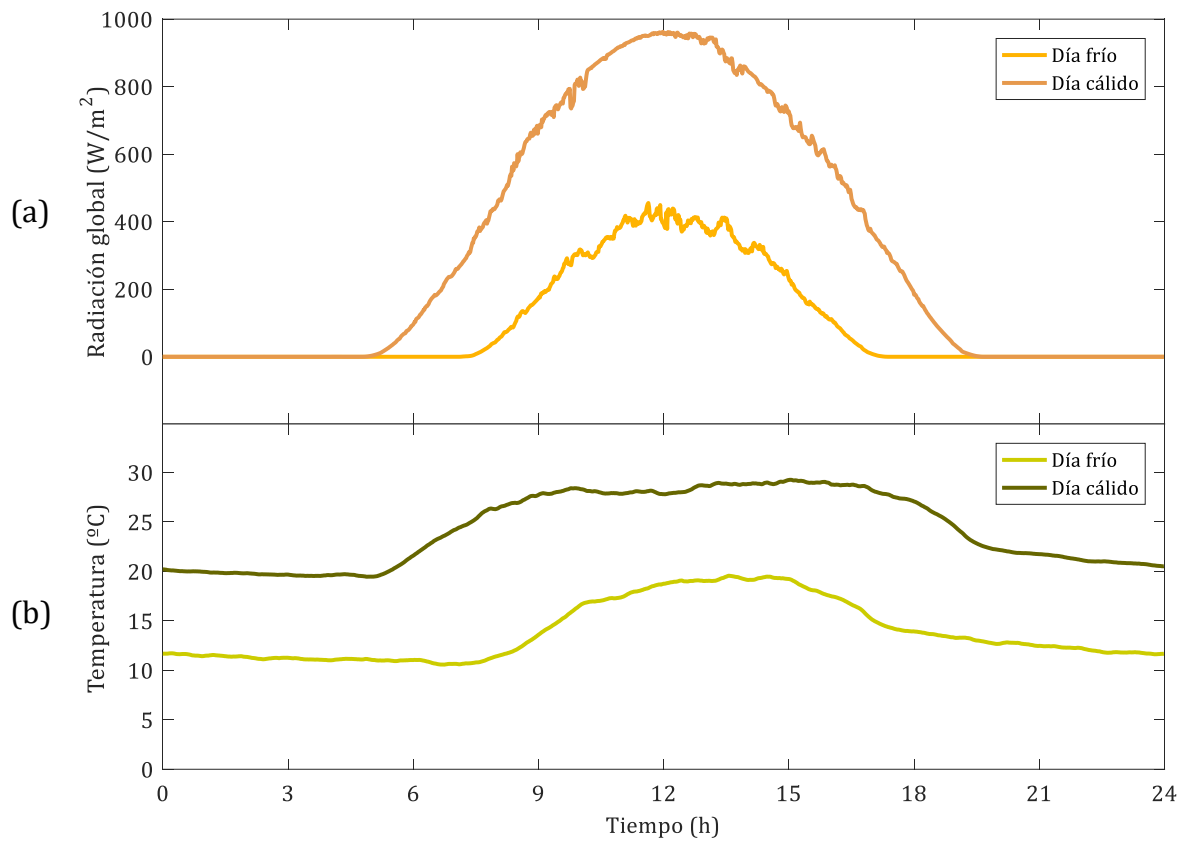


Figura 5.1. Perfil de radiación solar global (a) y temperatura (b)

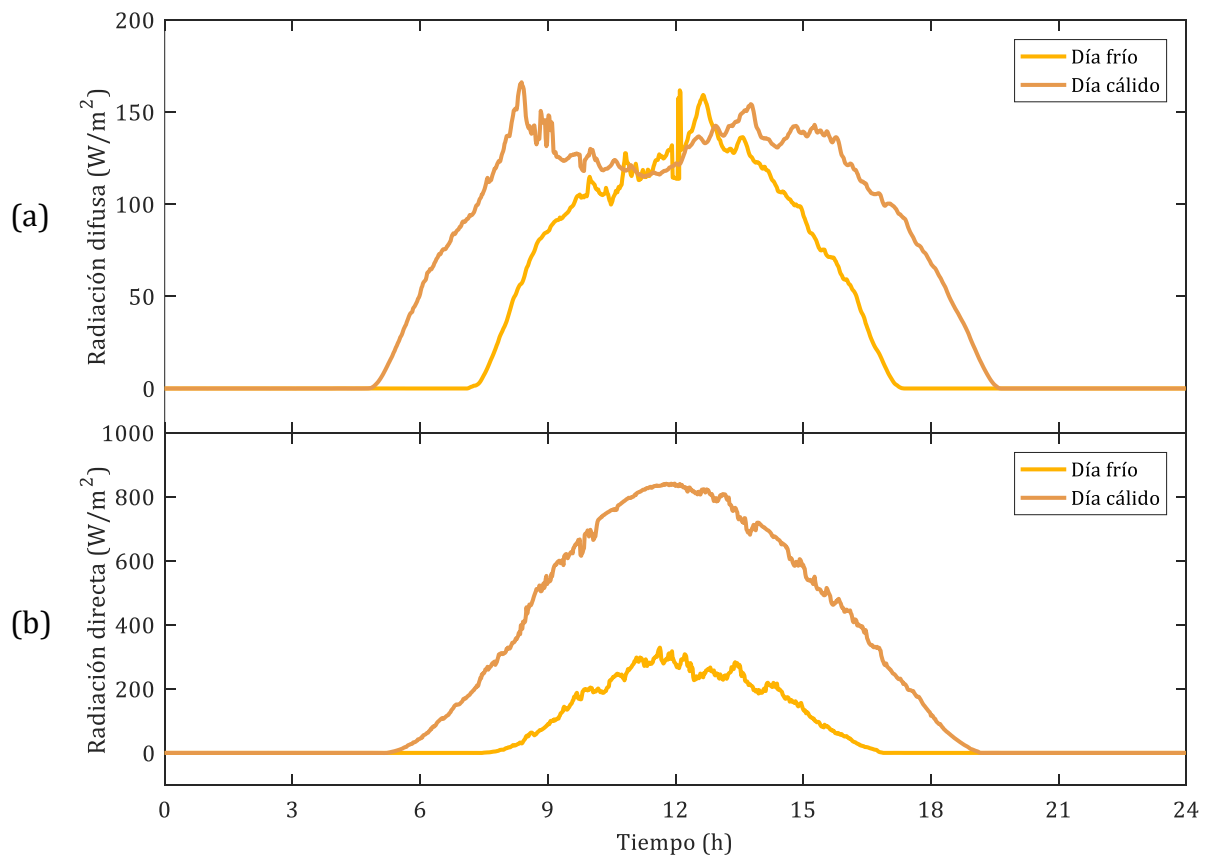


Figura 5.2. Perfil de radiación solar difusa (a) y directa (b)

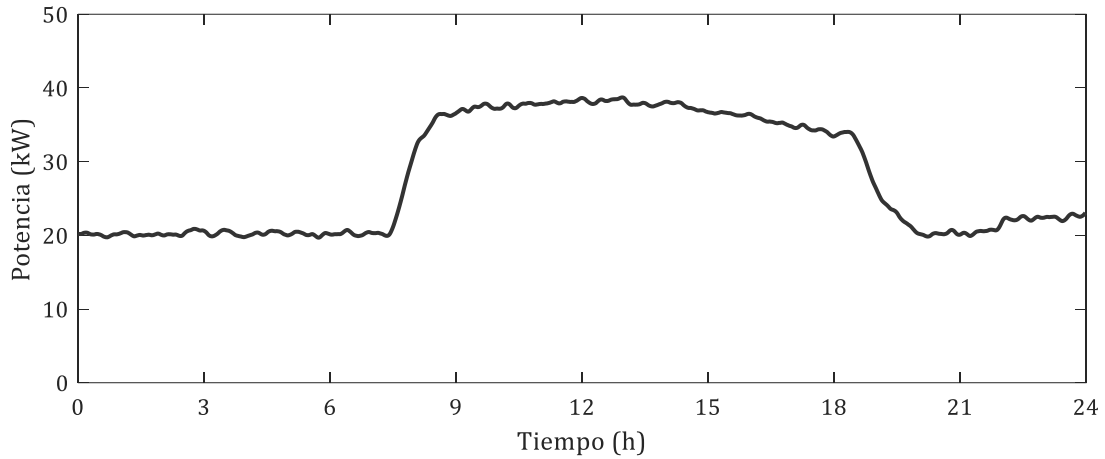


Figura 5.3. Perfil de demanda eléctrica

En cuanto a la demanda de energía térmica, se impone como condición en la desaladora una demanda $H_{DP} = 154,5$ kW siempre que se encuentre en funcionamiento, independientemente de la cantidad de agua producida y de la época del año, por lo al ser constante no se muestra el perfil de la demanda de la misma. En cambio, para CIESOL y el invernadero se tiene en cuenta la consideración de día frío o cálido tal y como se muestra en la figura 5.4 y la figura 5.5, respectivamente.

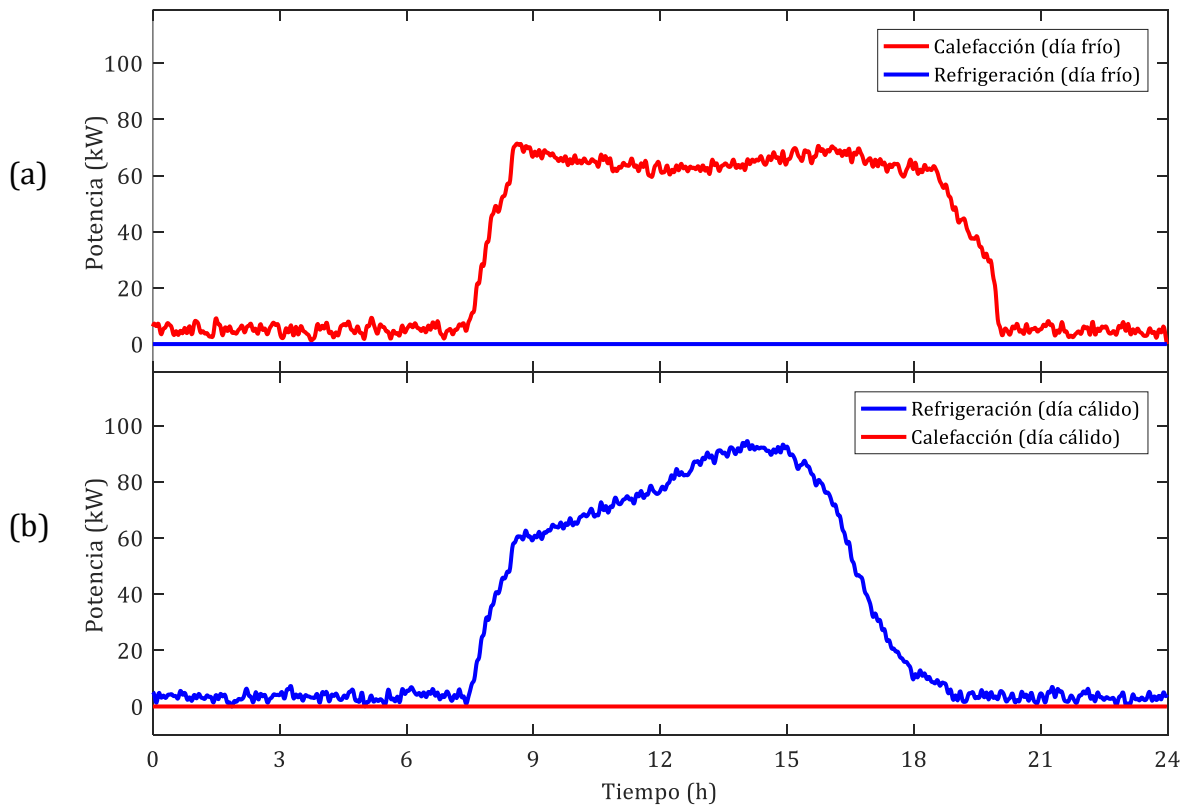


Figura 5.4. Perfil de demanda térmica en CIESOL para día frío (a) y cálido (b)

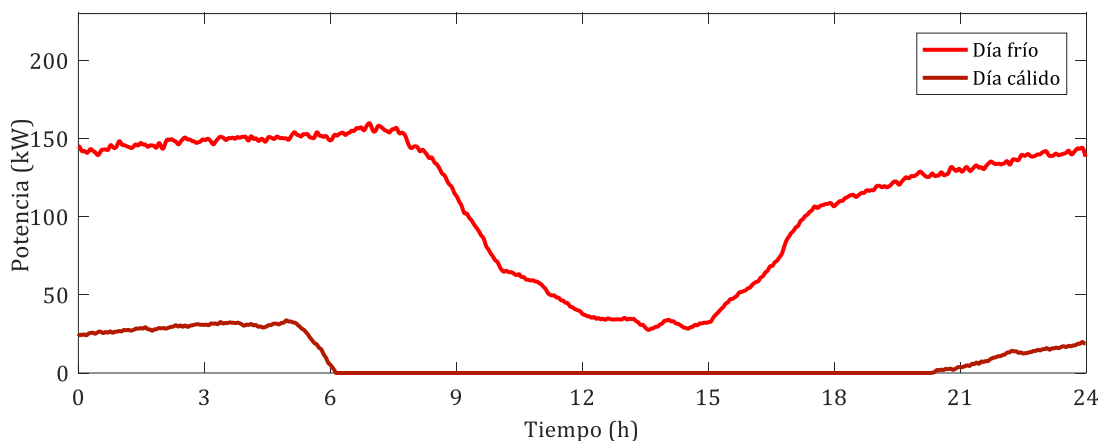


Figura 5.5. Perfil de demanda térmica del invernadero (b)

En el primer caso, los perfiles muestran una demanda concentrada en el horario laboral y correlacionada con el tipo de día, siendo no simultáneas la demanda de refrigeración y de calefacción. Así pues, en el día frío el mayor pico de calefacción se produce al inicio de la jornada debido a que en las primeras horas del día la temperatura es más bajas y se requiere calentar rápidamente las dependencias del edificio, mientras que en el día cálido la mayor demanda de refrigeración se produce poco después del mediodía, coincidiendo con las horas de mayor temperatura.

En el caso del invernadero, la necesidad de calefacción está sujeta únicamente a las necesidades del cultivo y las variables climatológicas (radiación y temperatura fundamentalmente). Como es lógico los períodos de mayor demanda coinciden con la noche, cuando la radiación incidente es nula y la temperatura ambiente es menor.

Por otra parte, el perfil de demanda hídrica se muestra en la figura 5.6, donde se pueden apreciar valores de caudal intermitentes de caudal en las horas centrales del día correspondientes a la actividad laboral en la planta y diferentes escalones en los que se prolonga el caudal requerido que se deben a los períodos de riego del invernadero. La diferencia entre la demanda en el día frío y el cálido estriba tanto en la frecuencia como en los valores de caudal alcanzados.

Finalmente, la demanda de CO₂ se muestra en la figura 5.7, coincidiendo con la actividad fotosintética del cultivo que se produce en presencia de radiación. No se tiene en cuenta el efecto que la ventilación del invernadero, necesaria al no disponer de un sistema de refrigeración, tendría sobre ésta en forma de discontinuidades o saltos.

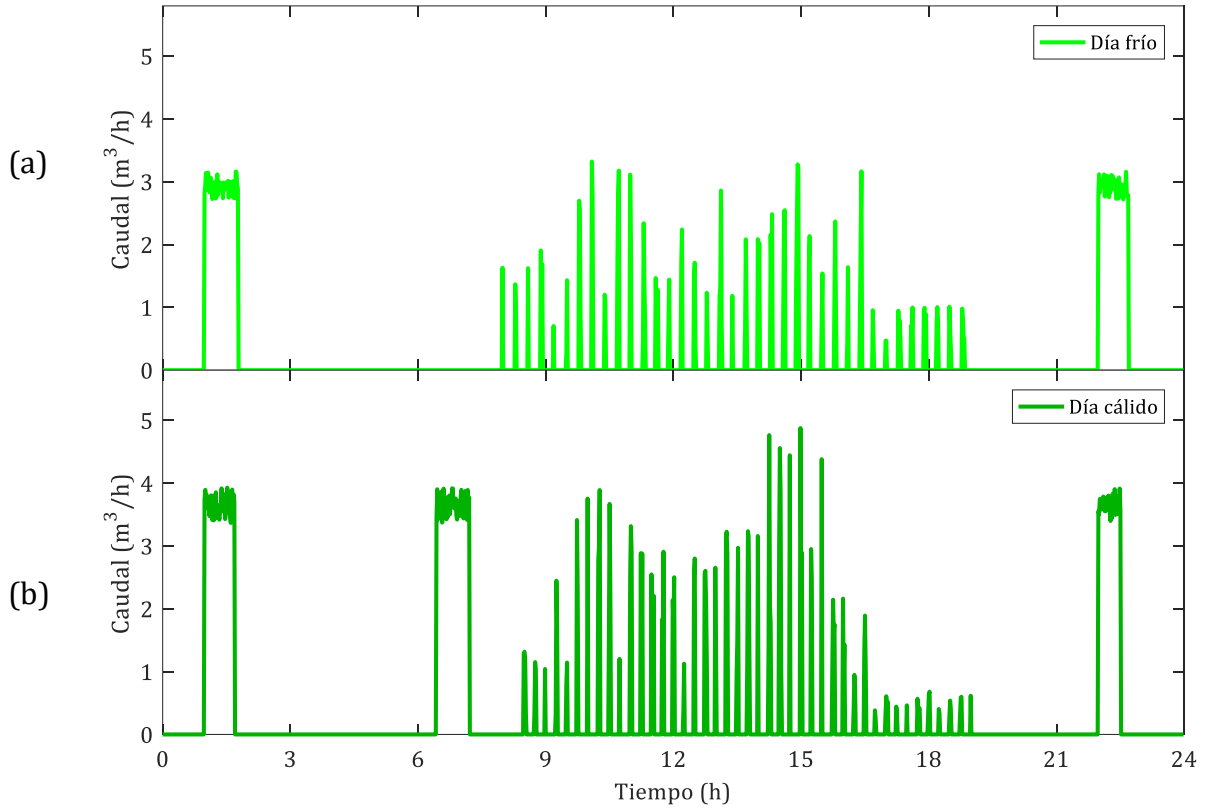


Figura 5.6. Perfil de demanda hídrica para día frío (a) y cálido (b)

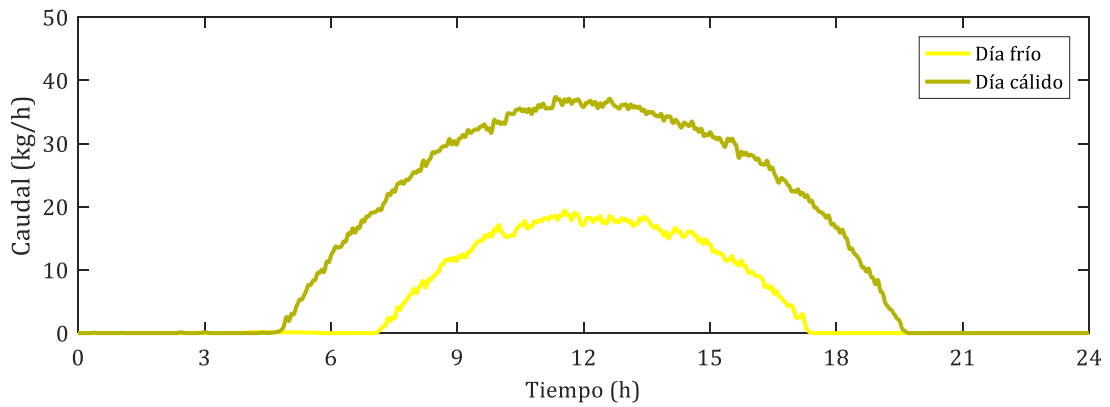


Figura 5.7. Perfil de demanda de CO₂

Aunque se dispone de los perfiles de demanda con muestreo cada minuto, éstos pueden adecuarse, realizando un promedio de los valores, para obtener el número de muestras necesario para una simulación con diferente tiempo de muestreo. Finalmente, en la tabla 5.1 se resumen las cantidades totales de recursos demandadas en las 24 horas correspondientes a los perfiles expuestos anteriormente e independientes del tiempo de muestreo empleado.

Tabla 5.1. Cantidad total demandada de recursos

Recurso	Día cálido	Día frío
Energía eléctrica	676,00 kWh	676,00 kWh
Energía térmica de refrigeración	748,17 kWh	0 kWh
Energía térmica de calefacción (CIESOL)	0 kWh	810,21 kWh
Energía térmica de calefacción (invernadero)	208,13 kWh	2619,50 kWh
Agua potable	10,70 m ³	6,70 m ³
Dióxido de carbono	371,14 kg	131,19 kg

5.2. Planteamiento y programación en MATLAB del problema

Dadas las salidas del *energy hub*, así como los coeficientes de conversión para cada elemento tal y como se ha expuesto a lo largo de este documento, el problema a resolver consiste en determinar la cantidad de recursos de entrada y el almacenamiento de los mismos que se requiere en cada instante de tiempo. Para ello, se plantea el problema de optimización expresado según la ecuación 5.2.1, sujeto a las restricciones expuestas en las ecuaciones de los apartados 4.1 y 4.2, donde el vector $\mathbf{c}(\mathbf{k})$ contiene los costes de cada recurso de entrada en cada instante de muestreo (en este caso se considerarán invariables en el tiempo), el vector $\mathbf{I}(\mathbf{k})$ la cantidad de cada recurso de entrada que minimice dicha función, T es el tiempo de muestreo y N el horizonte temporal de simulación. De esta forma, se minimiza el coste de operación de la planta en cuanto al consumo de recursos, sin tener en cuenta otros factores como los costes de mantenimiento o amortización.

$$\min \sum_{k=0}^{N-1} \mathbf{c}(\mathbf{k})\mathbf{I}(\mathbf{k})T/60 \quad (5.2.1)$$

Además, tanto la radiación solar como el agua del mar se consideran recursos gratuitos e ilimitados, por simplicidad, y se ha estimado el coste del resto de recursos en la tabla 5.2, por lo que el vector $\mathbf{c}(\mathbf{k})$ puede expresarse conforme a la ecuación 5.2.2.

$$\mathbf{c}(\mathbf{k}) = [0,141 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1,172 \quad 1,172 \quad 6,00 \quad 0,266] \quad (5.2.2)$$

Tabla 5.2. Costes estimados de los recursos

Recurso	Variables relacionadas	Coste unitario	Referencias
Energía eléctrica	E_I	0,141 €/kWh	[90][91]
Agua potable	W_I	6,00 €/m ³	[92]
Propano	P_{DP}, P_{GH}	1,172 €/kg	[93]
Biomasa	B_{GH}	0,266 €/kg	[94]

Aunque en este caso se dispone de 24 horas de datos sobre los perfiles de demanda, en la práctica la precisión de las predicciones disminuye a medida que se amplía el horizonte temporal. Por esta razón, de manera análoga a la aplicación del control predictivo basado en el modelo, puede resultar conveniente trabajar con un horizonte temporal deslizante: se resuelve el problema de optimización para un número de muestras determinado por el horizonte temporal (N), se consideran sólo los valores obtenidos para la primera muestra, desechando resto, y se desplaza el horizonte una muestra hacia el futuro con los valores actualizados de los modelos de predicción.

Con el fin de evitar bucles anidados (que resultan altamente ineficientes en términos computacionales), en primer lugar, se han de calcular los parámetros del modelo que no son susceptibles de optimización, como los límites de capacidad o la mayoría de los coeficientes de conversión, para las 24 horas y, posteriormente, se ejecuta el proceso iterativo de optimización para conjuntos de datos determinados por el horizonte de predicción. Además, para obtener resultados para un día completo de simulación, es necesario añadir a los perfiles de demanda un número de muestras igual al horizonte de simulación, asumiendo que la demanda del día siguiente es igual a la del día de simulación.

Por otro lado, como los coeficientes de reparto son variables a optimizar, no es posible introducir como restricción la ecuación 4.1.8 descrita en el apartado 4.1.1 y en su lugar se hace uso de las ecuaciones 4.1.1 a 4.1.7 para acotar el espacio de búsqueda. Asimismo, se modifica la ecuación 4.1.14 (dividiendo por el número de minutos que hay en una hora), para conservar la homogeneidad dimensional entre las variables que expresan flujos de recursos y las referidas a la cantidad almacenada.

En cuanto a las instrucciones MATLAB empleadas, destaca el uso de *fsolve* en la función *nPV.m* para el cálculo de los rendimientos de las instalaciones fotovoltaicas de forma iterativa como se explica en el apartado 4.3.1, y *fminconset* [96] como parte del algoritmo de optimización del *energy hub*. En ambos casos se han de especificar las opciones de cálculo (tolerancias, número de iteraciones...) con el fin de reducir el tiempo de computación sin disminuir la fiabilidad de los resultados y se han de establecer condiciones iniciales adecuadas para cada situación: en el uso de *fsolve*, al emplearse en un cálculo iterativo donde el problema converge rápidamente, no se ha prestado especial atención a los valores elegidos como condiciones iniciales ya que prácticamente cualquier valor arbitrario resulta admisible; en cambio, en el caso de *fminconset* se realiza dos veces la primera iteración (partiendo la primera de ellas de condiciones iniciales nulas) con el fin de determinar unas condiciones iniciales acordes al problema.

Con respecto *fminconset*, ésta se trata de una función de aplicación en programación no lineal en enteros mixta (MINLP, del inglés *mixed integer nonlinear programming*) en los que se incluyen variables que sólo pueden tomar valores enteros (variables binarias, por ejemplo, como ocurre en el modelo propuesto). MATLAB no incluye dicha instrucción entre sus herramientas, sino que se encuentra disponible a través de su sistema de intercambio de archivos y ha sido desarrollada de manera externa. No obstante, en su algoritmo de resolución de tipo rama y poda se hace uso de la función *fmincon* [97] que sí es propia de MATLAB y cuyos parámetros de entrada coinciden parcialmente con los de *fminconset*, pero no admite variables de tipo entero. Una recopilación del software disponible para resolver este tipo de problemas puede encontrarse en [98].

5.3. Simulación y análisis de resultados

La elección del tiempo de muestreo y el horizonte de predicción, para el problema propuesto, no es una tarea trivial debido al aumento del tiempo de computación a medida que se reduce el tiempo de muestreo o se incrementa el horizonte temporal (en ambos casos crece el conjunto de datos sobre el que se realiza la optimización). En el caso contrario, es decir, con tiempos de muestreo demasiado grandes u horizontes pequeños la solución del problema puede dar lugar a un desaprovechamiento de los recursos disponibles.

Por esta razón, para cada tipo de día se han realizado dos simulaciones diferentes: una con tiempo de muestreo de 30 min y horizonte de predicción de 6 h (48 iteraciones) y otra con muestreo de 60 min y sin horizonte de predicción (1 iteración). En función de estos parámetros y del tipo de día, el tiempo total de simulación varía de 8 a 26 horas para el modelo completo en MATLAB (véase Anexo A), al ejecutarse sobre un ASUS K5511LB [95] con procesador Intel® Core™ i5 4200U, disco duro Samsung SSD 850 EVO de 500 GB y sistema operativo Windows 10.

Los resultados de la simulación se muestran en las figuras 5.8 a 5.21 para cada horizonte de predicción y tipo de recurso de salida. En éstas, se han representado las curvas de demanda en línea continua (respetando el color del apartado 5.1 para cada recurso) correspondiendo su escala a la del eje de ordenadas izquierdo y las curvas de almacenamiento en línea discontinua (con color idéntico a las de demanda) y con la escala del eje de ordenadas de la derecha. Las áreas coloreadas representan los recursos de entrada con que se cubren las curvas de demanda y tienen la misma escala y unidades que éstas. La elección del color está relacionada con el tipo de recurso, así pues, la producción de los sistemas solares se representa en tonos anaranjados, la de los sistemas de propano en tonos rosáceos, la de la caldera de biomasa en morado, la de CO₂ en amarillo, la de agua en verde, la de agua de mar en turquesa, y la de electricidad en gris oscuro.

De forma general, se observa que el perfil de las áreas no coincide exactamente con el de las curvas de demanda, lo cual indica si se está produciendo más (cuando las áreas quedan por encima) o menos (cuando quedan por debajo y aparecen huecos blancos) de lo necesario. Cuando esto sucede, las curvas de almacenamiento crecen (carga) o decrecen (descarga), respectivamente, con una muestra de retraso. A esto hay que añadir la degradación que se ha supuesto en algunos recursos y que produce un decrecimiento constante en las curvas de almacenamiento (un ejemplo muy claro se da en la figura 5.9 (b) en las 5 primeras horas) independientemente de lo anterior. Por otro lado, las curvas de demanda en línea continua pueden no apreciarse cuando ésta es parcial (figuras 14 a 21) o totalmente nula (figura 5.10 (b), figura 5.11 (b), figura 5.12 (a), figura 5.13 (a)).

Por último, en la tabla 5.3 se resume la cantidad total de cada tipo de recurso que es necesario suministrara para cubrir la demanda propuesta en cada caso. A partir de los datos de ésta y del coste de los recursos (tabla 5.2), puede calcularse el coste de operación de la planta como aparece desglosado en la tabla 5.4.

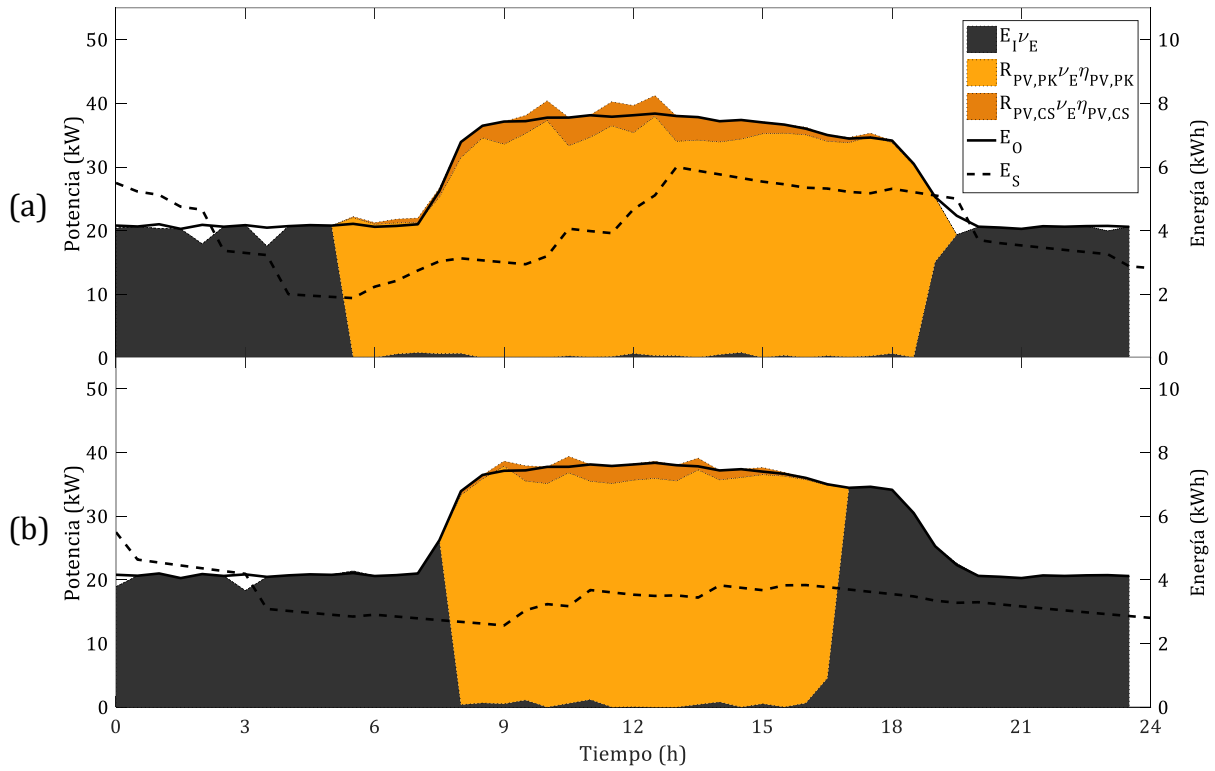


Figura 5.8. Reparto de potencia eléctrica y evolución de la energía almacenada con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

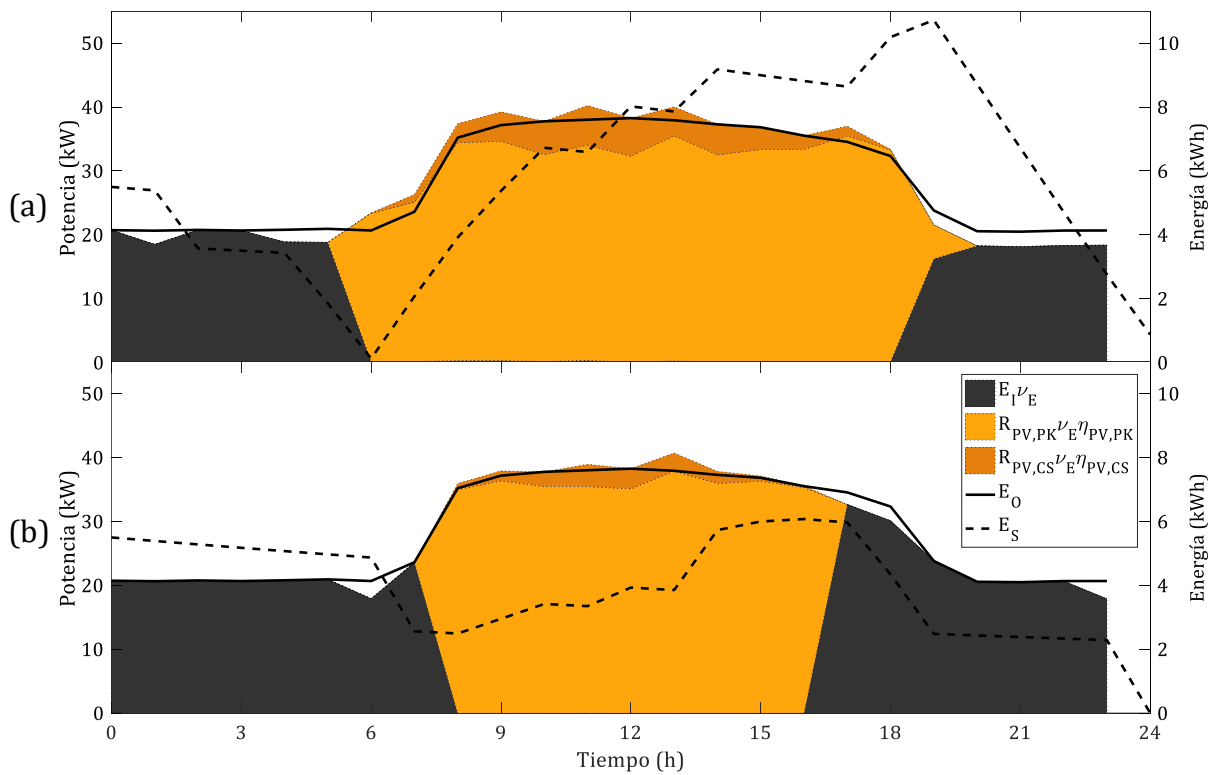


Figura 5.9. Reparto de potencia eléctrica y evolución de la energía almacenada sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

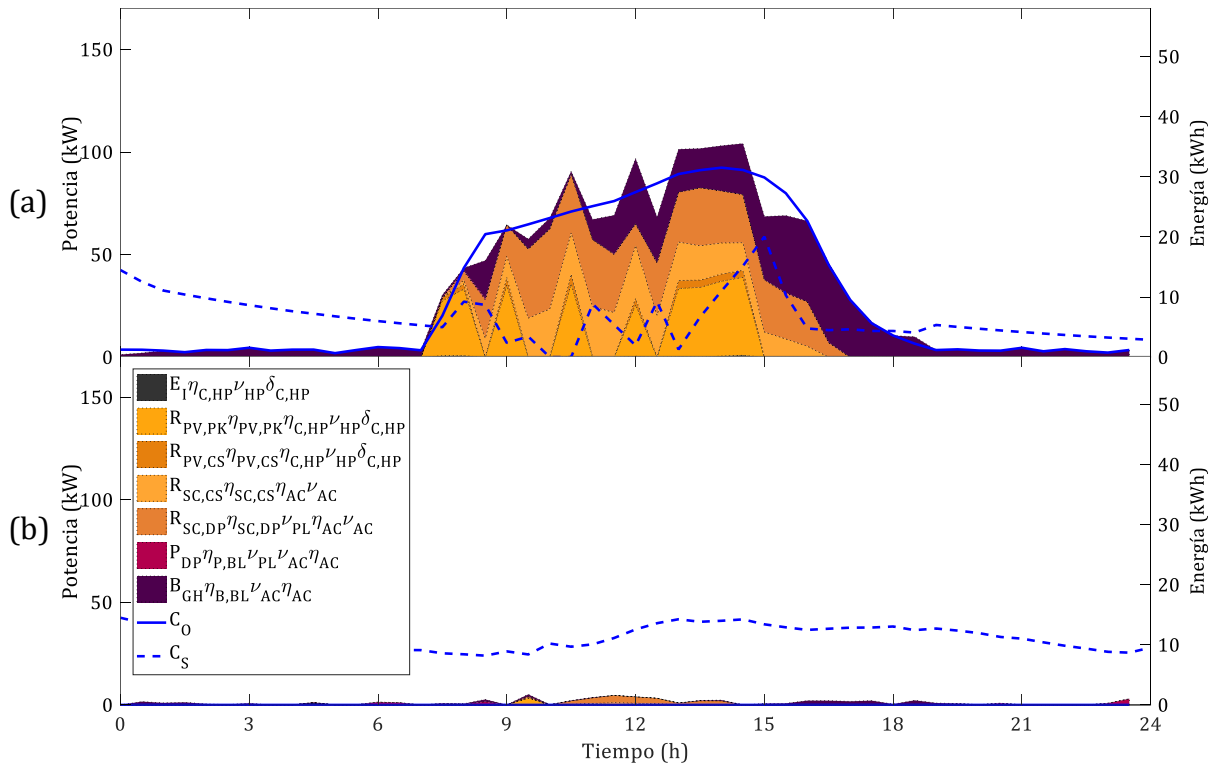


Figura 5.10. Reparto de potencia térmica de refrigeración y evolución de la energía almacenada en CIESOL con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

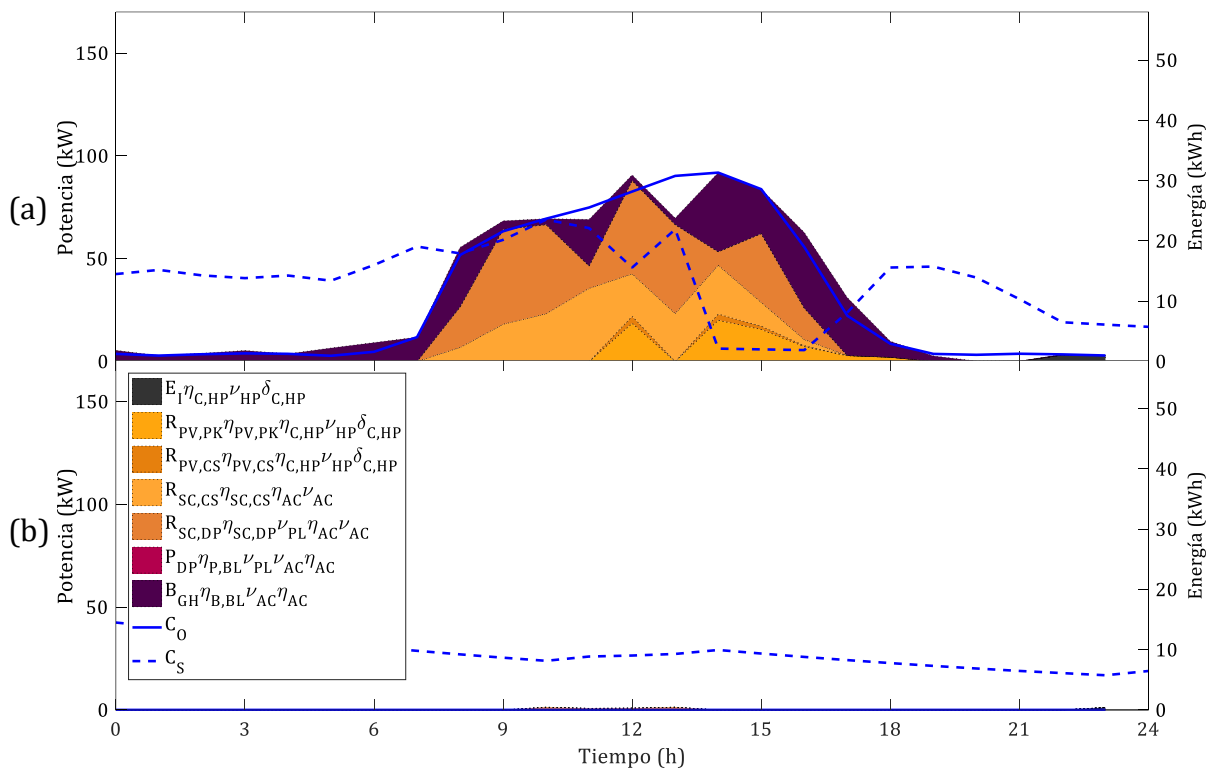


Figura 5.11. Reparto de potencia térmica de refrigeración y evolución de la energía almacenada en CIESOL sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

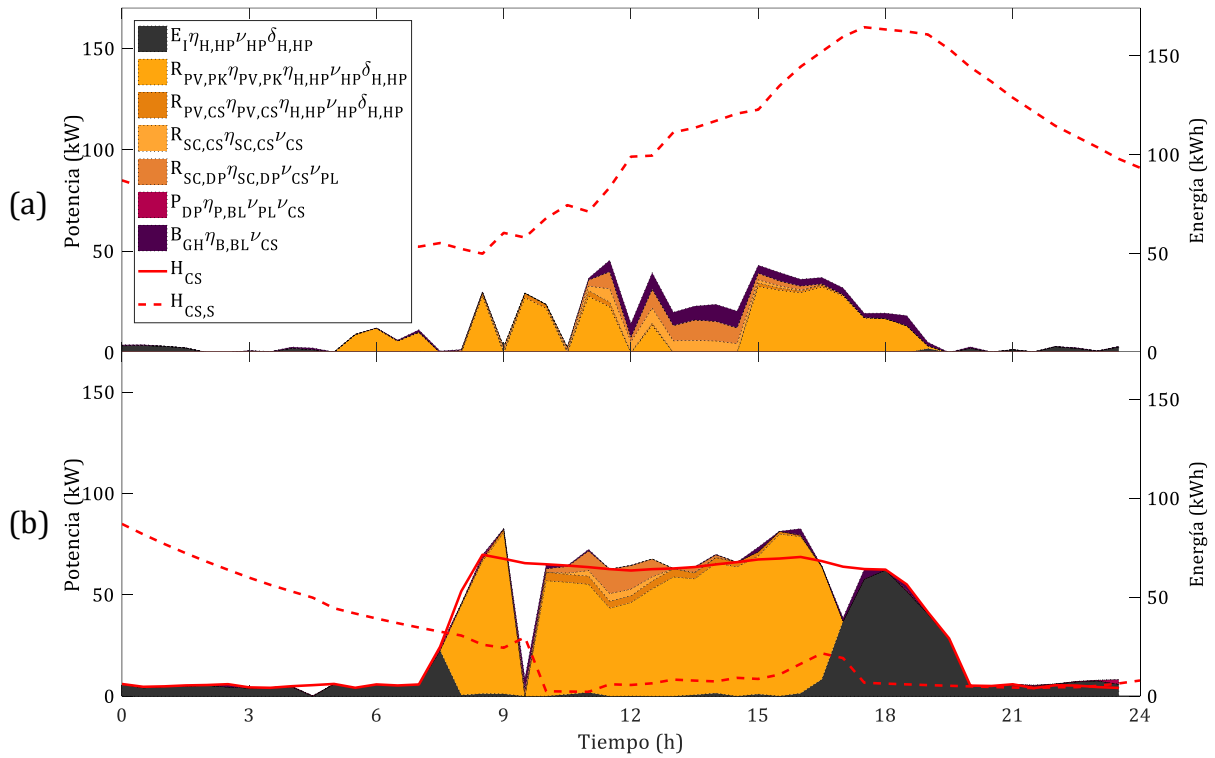


Figura 5.12. Reparto de potencia térmica de calefacción y evolución de la energía almacenada en CIESOL con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

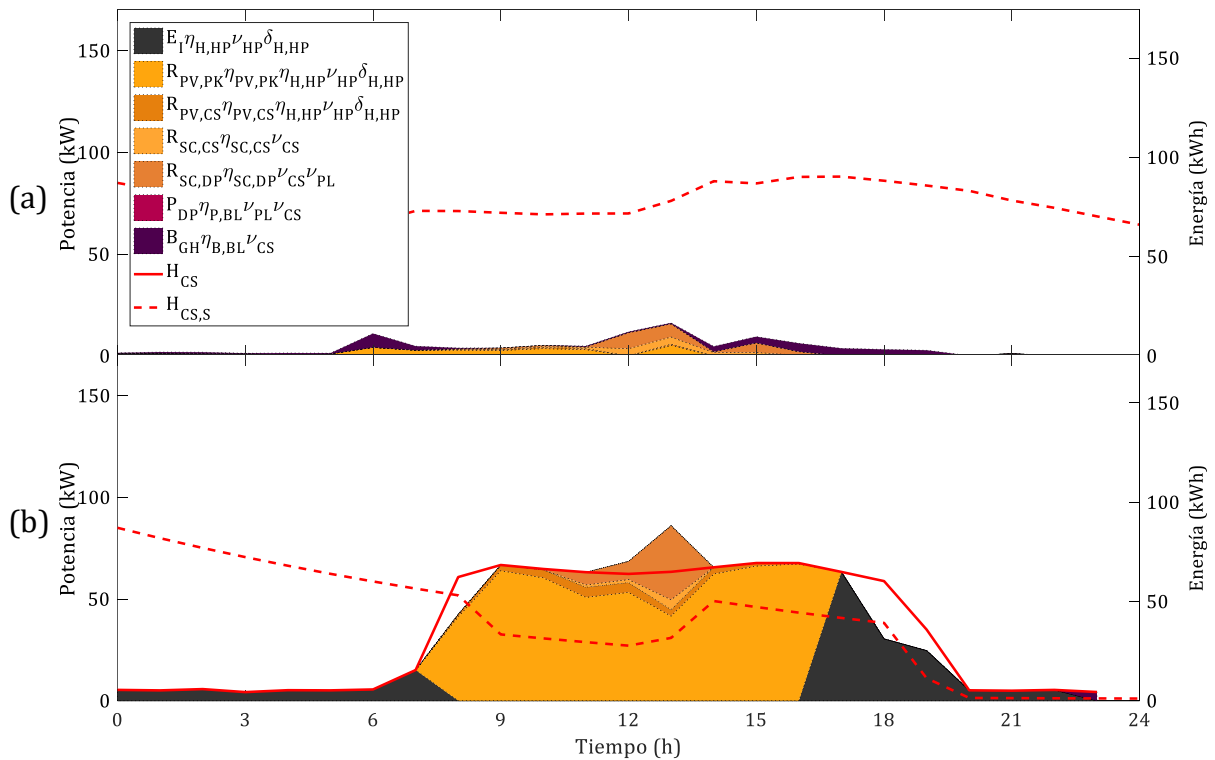


Figura 5.13. Reparto de potencia térmica de calefacción y evolución de la energía almacenada en CIESOL sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

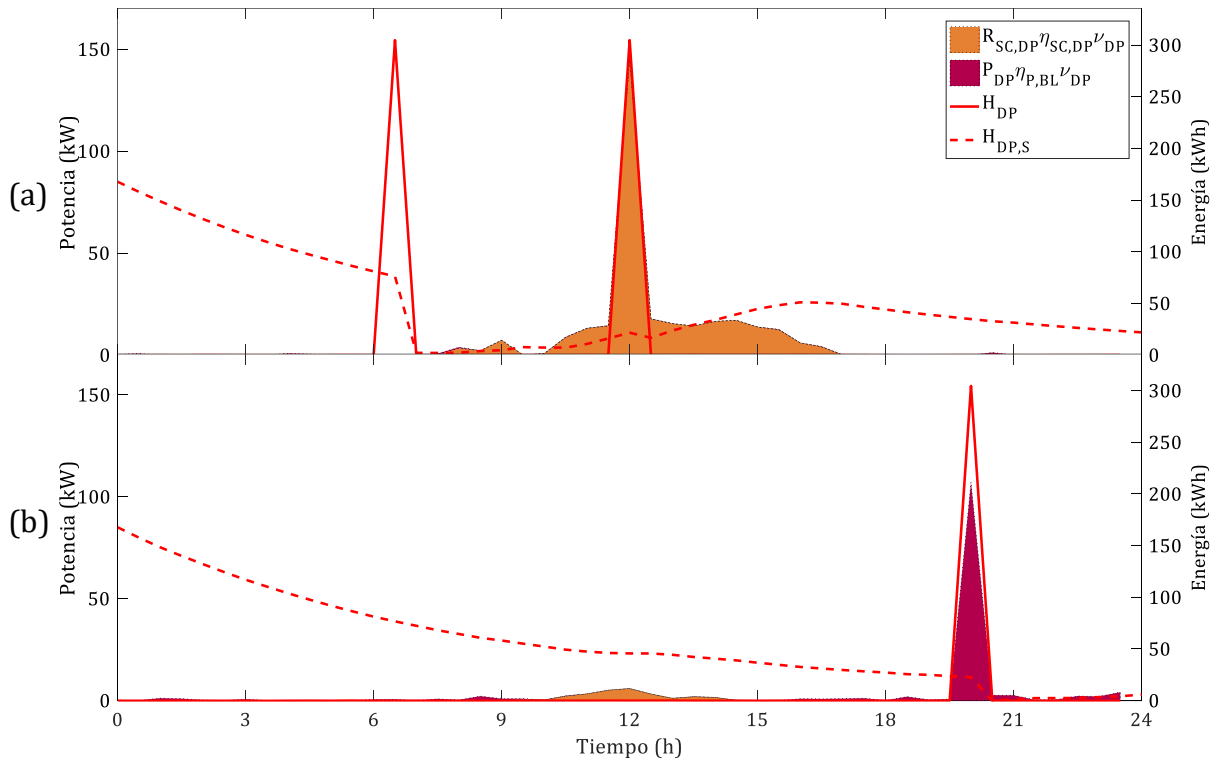


Figura 5.14. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en la desaladora con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

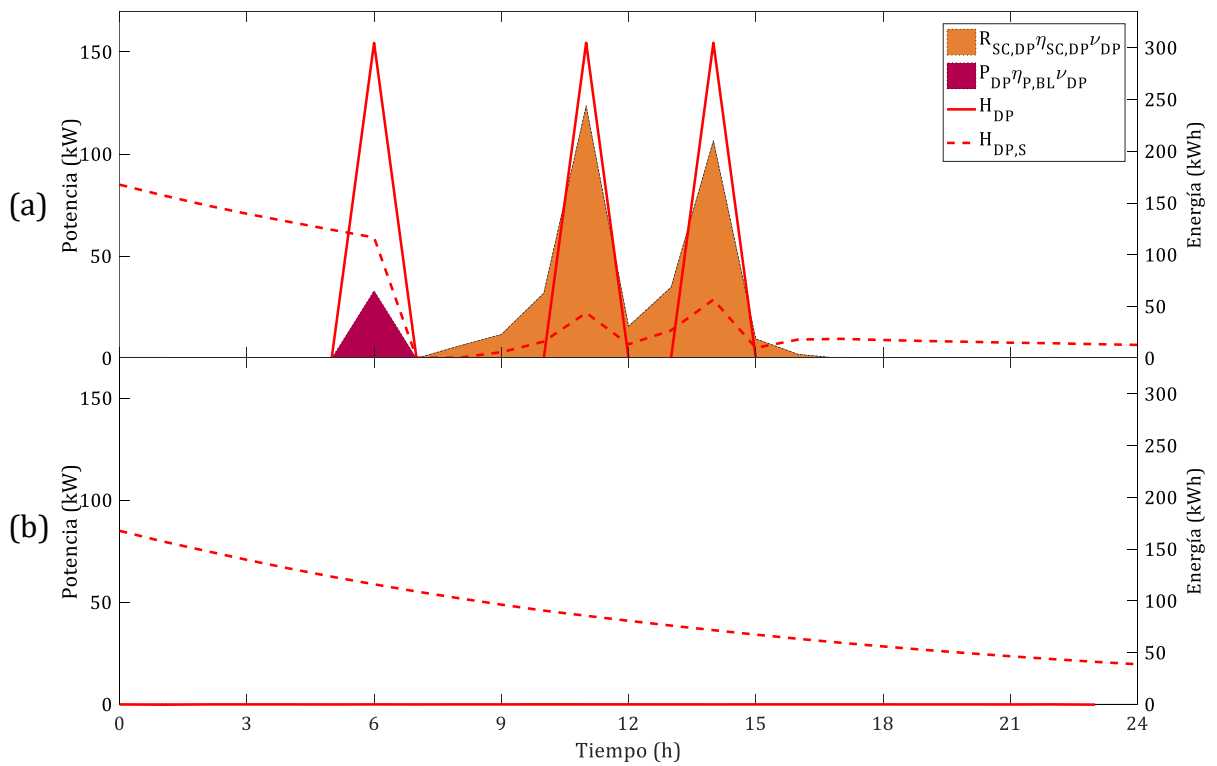


Figura 5.15. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en la desaladora sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

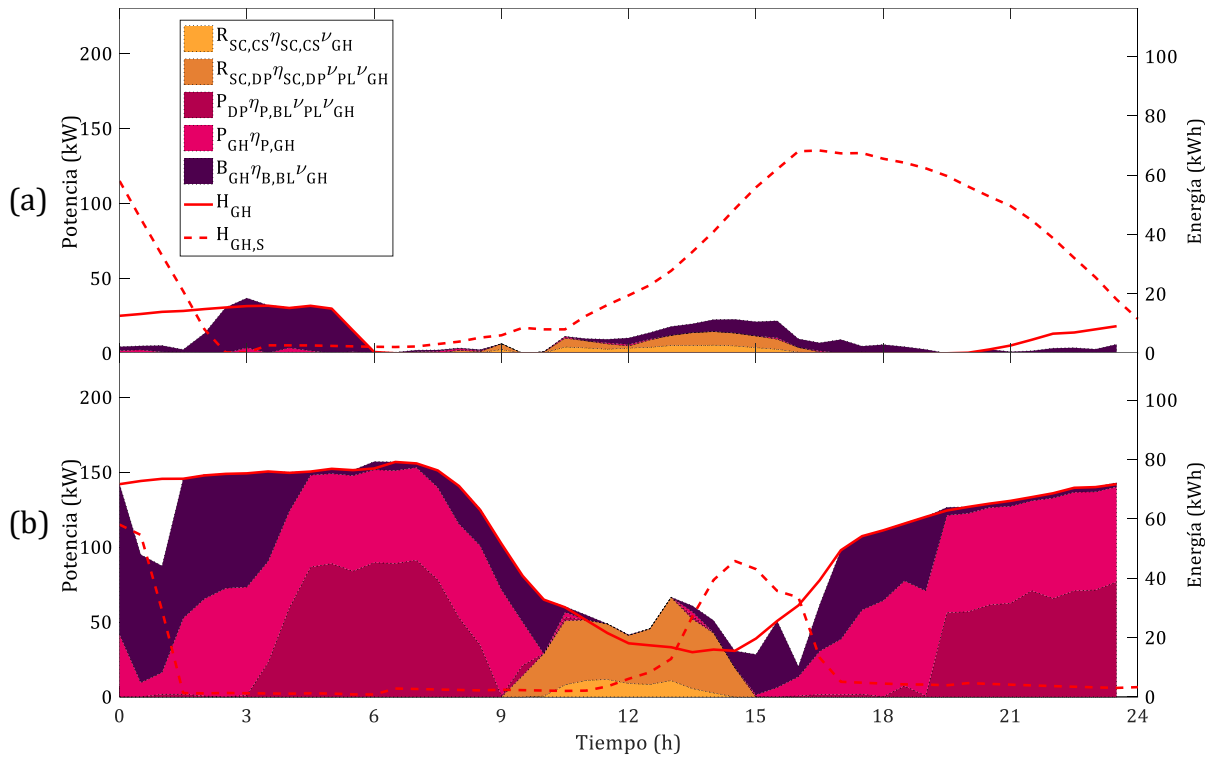


Figura 5.16. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en el invernadero con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

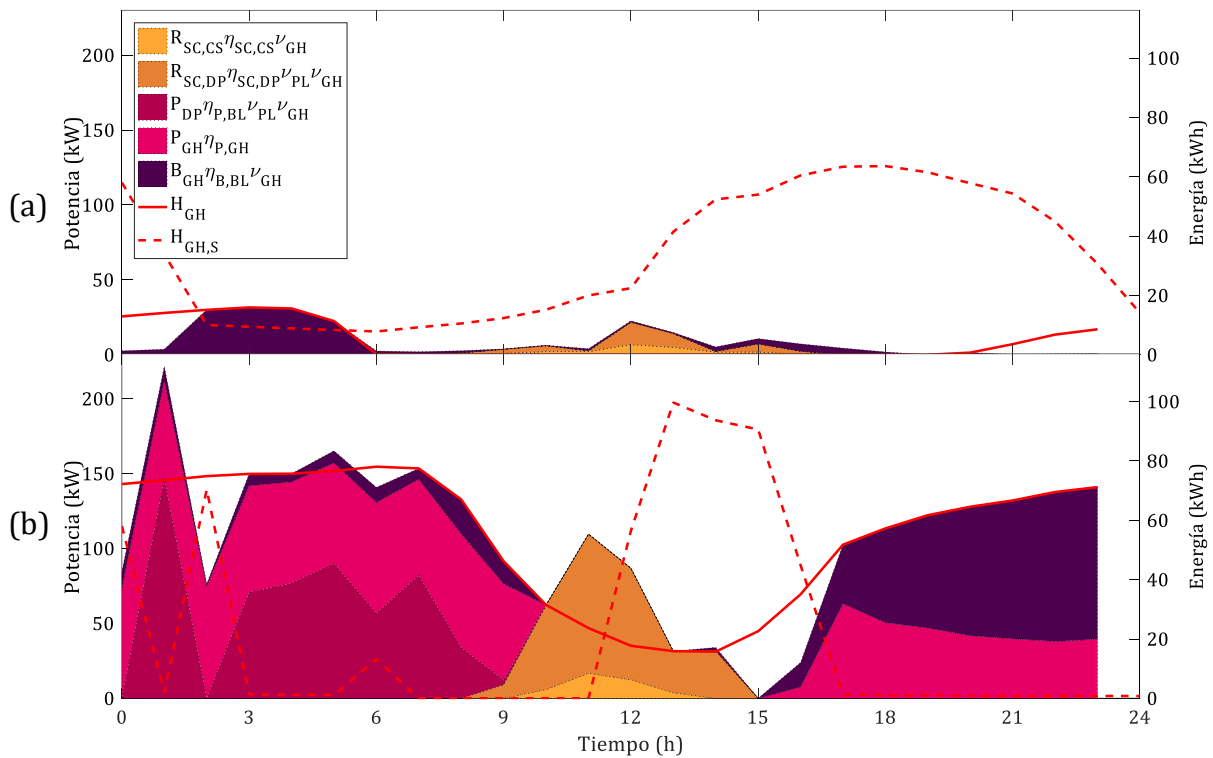


Figura 5.17. Reparto de potencia térmica y evolución de la energía almacenada en el invernadero sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

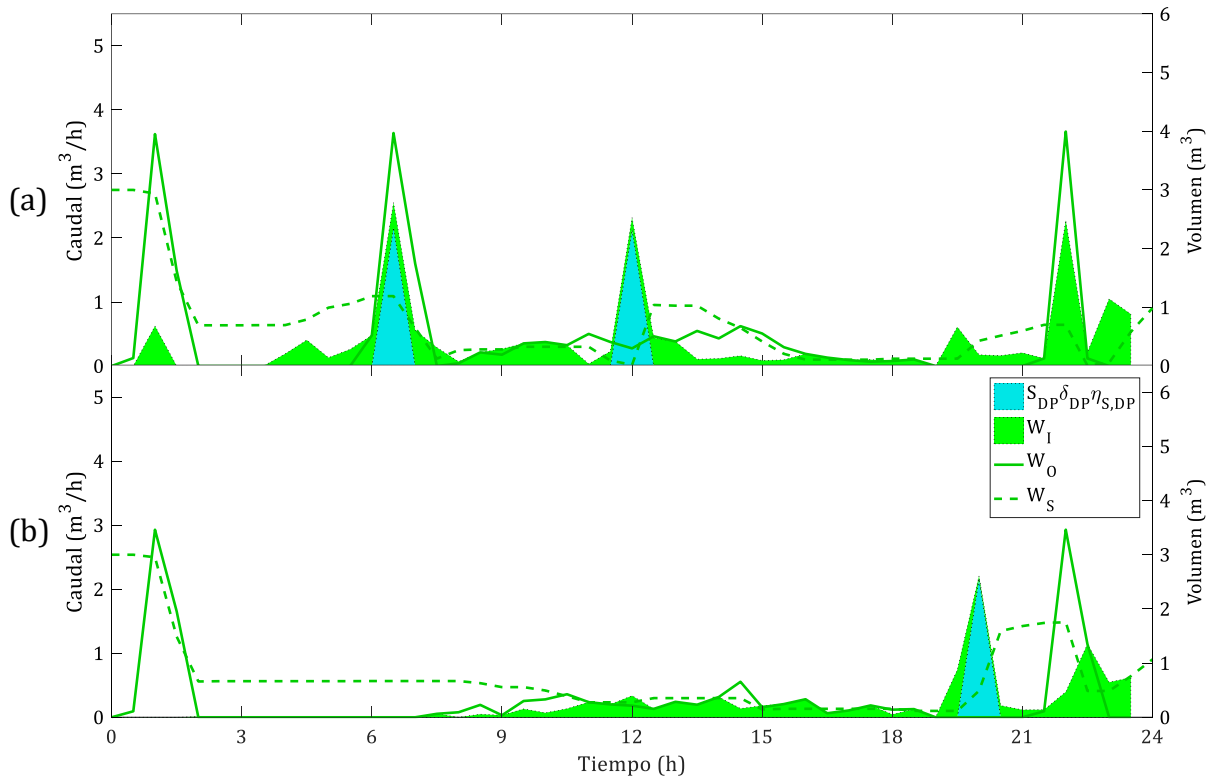


Figura 5.18. Reparto de caudales y evolución del agua almacenada con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

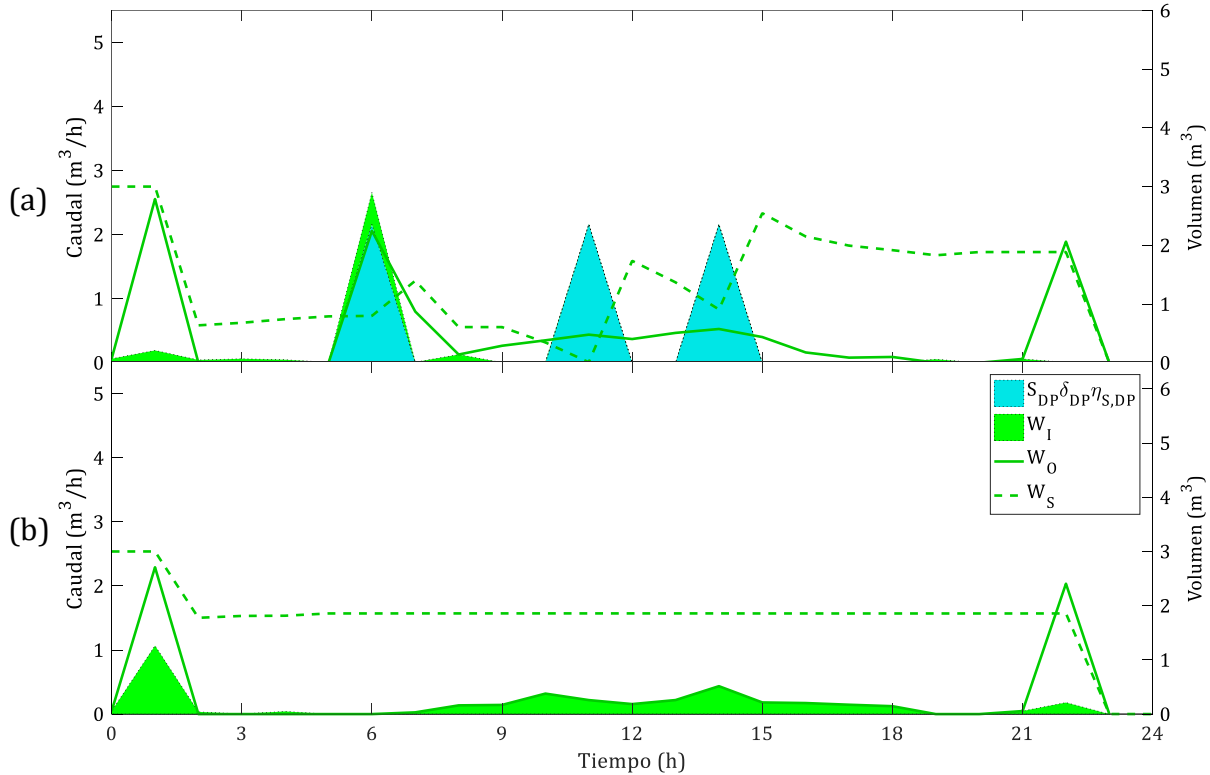


Figura 5.19. Reparto de caudales y evolución del agua almacenada sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

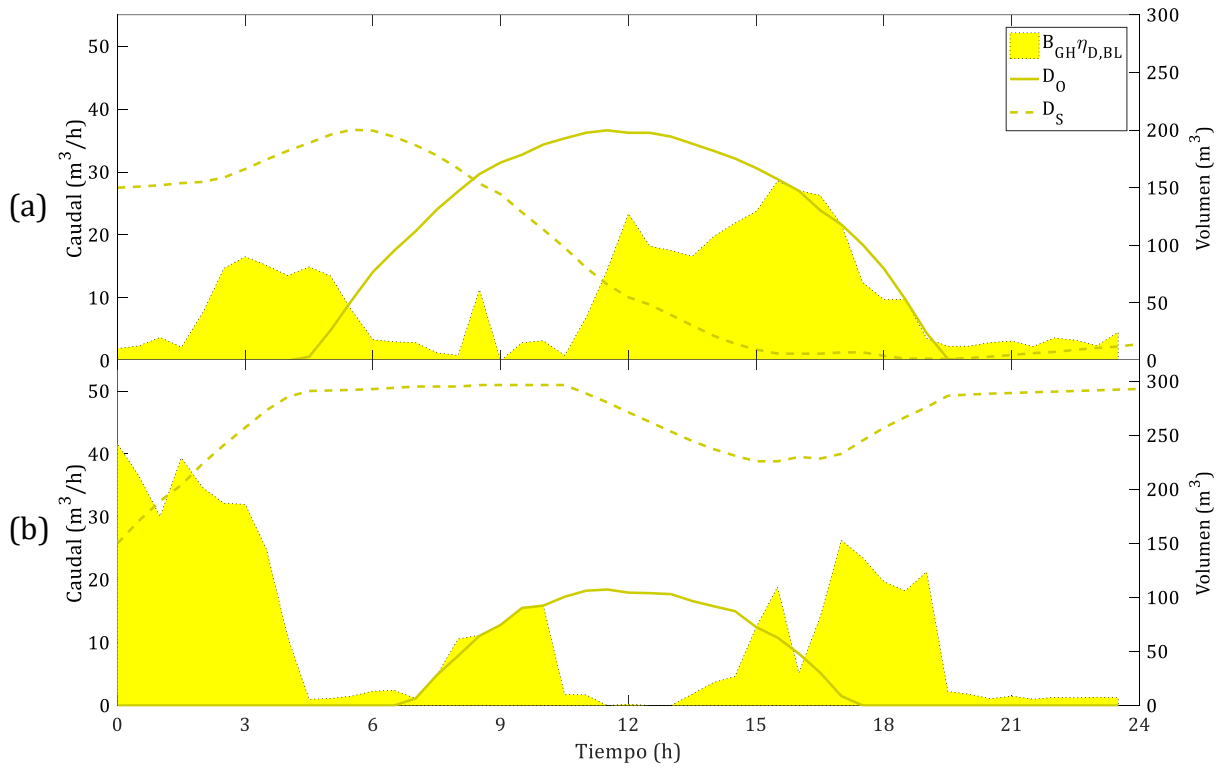


Figura 5.20. Reparto del caudal y evolución del CO₂ almacenado con horizonte de predicción de 6 h en el día cálido (a) y frío (b)

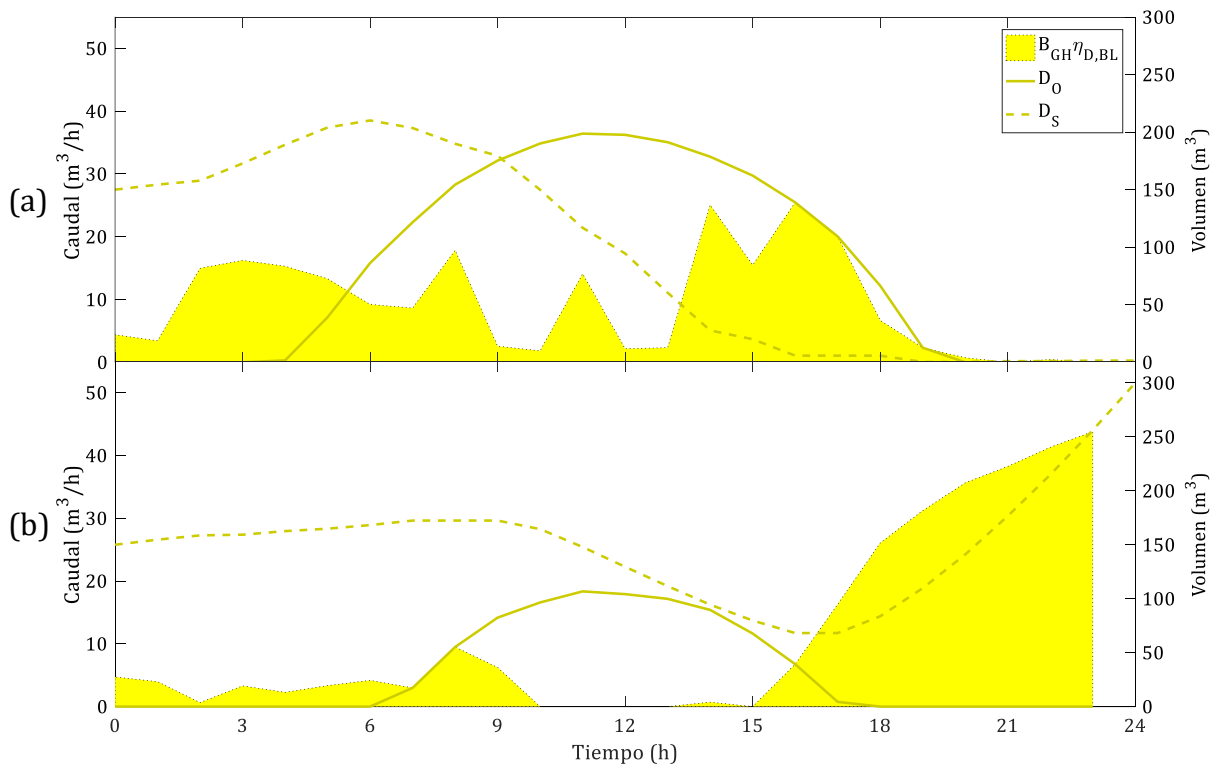


Figura 5.21. Reparto del caudal y evolución del CO₂ almacenado sin horizonte de predicción en el día cálido (a) y frío (b)

Tabla 5.3. Cantidad total suministrada de recursos

Recurso	Horizonte de 6 h		Sin horizonte	
	Día cálido	Día frío	Día cálido	Día frío
Energía eléctrica	220,30 kWh	413,50 kWh	215,25 kWh	390,00 kWh
Energía eléctrica fotovoltaica (parking)	548,35 kWh	475,52 kWh	454,21 kWh	279,80 kWh
Energía eléctrica fotovoltaica (CIESOL)	36,92 kWh	21,35 kWh	46,77 kWh	26,29 kWh
Energía térmica solar (CIESOL)	240,67 kWh	43,30 kWh	269,86 kWh	47,04 kWh
Energía térmica solar (desaladora)	526,81 kWh	249,51 kWh	782,16 kWh	350,86 kWh
Agua de mar	8,86 m ³	4,42 m ³	26,94 m ³	0 m ³
Propano (desaladora)	0,91 kg	68,24 kg	3,17 kg	48,79 kg
Propano (invernadero)	1,13 kg	89,44 kg	0,16 kg	89,28 kg
Agua potable	6,56 m ³	3,71 m ³	1,24 m ³	3,71 m ³
Biomasa	133,86 kg	155,75 kg	126,47 kg	159,76 kg

Tabla 5.4. Costes de operación de la planta

Recurso	Coste unitario	Horizonte de 6 h		Sin horizonte	
		Día cálido	Día frío	Día cálido	Día frío
Energía eléctrica	0,141 €/kWh	31,06 €	58,30 €	30,35 €	54,99 €
Agua potable	6,00 €/m ³	39,36 €	22,26 €	7,44 €	22,26 €
Propano	1,172 €/kg	2,39 €	184,80 €	3,90 €	161,82 €
Biomasa	0,266 €/kg	35,61 €	41,43 €	33,64 €	42,50 €
TOTAL	-	108,42 €	306,79 €	75,33 €	281,57 €

Los resultados de la simulación muestran cómo se obtienen mejores resultados cuando se realiza la optimización sin considerar horizonte de predicción debido, entre otras cosas, a que se realiza un mejor uso de los sistemas de almacenamiento (nótese, por ejemplo que en la figura 5.9 y la figura 5.19 la cantidad de electricidad y agua almacenadas al cabo del día son inferiores que en la figura 5.8 y la figura 5.18). Esto se debe a que se opera con los perfiles completos de demanda en lugar de considerar sólo los datos que quedan dentro del horizonte de predicción. En la tabla 5.4 se aprecia claramente cómo el coste total de operación es superior con el horizonte de predicción de 6 h siendo de 108,42 € (día cálido) y de 306,79 € (día frío) frente a los 75,33 € y 281,57 € del otro caso.

Por otro lado, la razón de que se obtengan importes mayores en el día frío se debe a dos razones fundamentales: la mayor demanda de energía térmica en el invernadero y la menor disponibilidad de radiación solar en los sistemas de captación, que se cubre mediante los sistemas de combustión de propano (figura 5.16 y figura 5.17) y la red de suministro eléctrico (figura 5.8, figura 5.9, figura 5.12 y figura 5.13).

En cuanto al análisis de cada recurso, en el caso de la electricidad (figura 5.8 y figura 5.9) se observa que la contribución fotovoltaica es mayor, lógicamente porque hay más horas de sol, en el día cálido y dentro de ésta es mayor la contribución del parking que la de CIESOL. A parte de esto y como ya se ha mencionado sólo destaca la diferencia en la evolución de los sistemas de almacenamiento atendiendo al empleo o no del horizonte de predicción.

En la figura 5.10 y la figura 5.11 se advierte que la demanda térmica de refrigeración en CIESOL del día cálido se cubre prácticamente a partir de las fuentes más baratas en el sentido económico, como son las instalaciones solares (tanto fotovoltaica para la bomba de calor reversible como térmica para la máquina de absorción) y la caldera de biomasa. En las curvas correspondientes al día frío en los que la demanda se ha asumido nula, se perciben cambios en los sistemas de almacenamiento que en teoría no deberían de afectar al coste de operación por deberse a recursos de coste nulo.

De forma análoga, la figura 5.12 y la figura 5.13 reflejan el reparto térmico de calefacción en CIESOL. En este caso, pese a predominar la zona anaranjada correspondiente a los sistemas de energía solar, se hace uso de energía eléctrica para alimentar a la bomba de calor. La contribución de la caldera de biomasa es prácticamente nula (por la mayor demanda térmica y menor de CO₂ en el invernadero).

En este caso, en las curvas correspondientes al día cálido en los que la demanda se ha asumido nula, se perciben cambios en los sistemas de almacenamiento que en teoría no deberían producirse ya que se produce aportación eléctrica desde la red de suministro.

La figura 5.13 y figura 5.14 relativas a la demanda térmica de la desaladora muestran como ésta sólo entra en funcionamiento en momentos puntuales o no lo hace (figura 5.14 (b)). Buena parte de la demanda se cubre a partir de la energía que se ha supuesto almacenada al inicio del día, aunque la principal aportación se realiza desde el campo de captadores térmicos de la desaladora.

Con respecto a la demanda térmica del invernadero (figura 5.16 y figura 5.17), en el día cálido queda satisfecha por las instalaciones térmicas solares y la caldera de biomasa, como ocurre con la demanda de CIESOL, mientras que en el día frío los sistemas de propano juegan un papel importante.

Para terminar, las gráficas correspondientes al CO₂ (figura 5.20 y figura 5.21) no presentan diferencias demasiado significativas en lo que se refiere a la optimización con o sin horizonte de predicción, únicamente destaca gran desigualdad en las cantidades almacenadas al cabo del día según se trate del cálido o del frío. Ocurre lo contrario en el caso del agua (figura 5.18 y figura 5.19) ya que la producción de la desaladora pasa de 8,86 m³ a 26,94 m³ y de 4,42 m³ a 0 m³ cuando no se emplea horizonte de predicción, lo cual notablemente repercute en la demanda térmica de la desaladora y, por ende, en el coste de operación total.

Capítulo 6. Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

Dada la consecución de los objetivos propuestos al principio de este documento, formular los modelos simplificados de la planta que permitan su control y aplicar una estrategia de optimización basada en el enfoque de los *energy hub*, la contribución más importante de este trabajo es que se dispone de los elementos suficientes para simular diferentes escenarios de operación. Aunque por razones de tiempo aquí se ha reducido a unos pocos casos concretos el número de pruebas realizadas, podría hacerse funcionar el modelo con conjuntos de datos reales diferentes de los empleados e incluso trabajar en tiempo real.

Una de las particularidades del sistema propuesto es que, pese haberse realizado simplificaciones como la asunción de algunos coeficientes de conversión de los sistemas de almacenamiento o los sistemas de producción por combustión, se contempla la posibilidad de sustituir dichos valores por modelos de predicción que proporcionen datos reales de manera análoga a como ocurre con el modelo empleado para los paneles fotovoltaicos, por lo que podría decirse que en ese sentido está dotado de cierta modularidad.

Respecto al empleo o no del horizonte de predicción y la determinación de éste y del tiempo de muestreo, no se han obtenido resultados concluyentes. Si bien la optimización del conjunto de datos del día completo (sin horizonte) presenta mejores resultados, en la práctica suele ser necesario actualizar algunos valores con que opera el modelo, como la disponibilidad de radiación, los valores de los coeficientes de conversión o, el más interesante, el precio de la electricidad conforme al mercado, por lo que parece imprescindible el empleo de horizontes de predicción.

Por otro lado, algunas de las limitaciones del modelo se dan en la ecuación 4.3.26, el cálculo de R_b en el apartado 4.2.1 o el de $K_{\tau\alpha,b}$ en el 4.3.1, ya que pueden proporcionar coeficientes de conversión negativos en determinados casos, por lo que aunque en este trabajo se ha optado hacerlos nulos en tales circunstancias, convendría revisar dichas expresiones.

Además, en cuanto a los límites de producción considerados en el apartado 4.1.2, quizá convendría considerar la posibilidad de que, a parte de la desaladora, otros elementos requieren funcionar en un punto de operación determinado, por lo que su límite inferior sería no nulo y se habría de incluir una variable binaria que permita la conexión y desconexión del mismo.

Finalmente, en relación a la programación del modelo en código MATLAB y al algoritmo de optimización, un aspecto a tener en cuenta es al tratarse de un problema de programación no lineal en enteros mixta, la función *fminconset* puede no proporcionar el óptimo global, lo cual justificaría que en algunos casos de la optimización sin horizonte de predicción los sistemas de almacenamiento no se descarguen completamente (en la optimización con horizonte de 6 h se debe a que sólo se considera la primera muestra). En el mismo sentido, la imposición de condiciones redundantes en los límites de las variables de decisión y las restricciones no lineales puede dar lugar a la determinación de puntos no factibles que no lo son, razón por la cual se han relajado los límites de las variables de tipo binario, estableciéndolos en -0,001 en el caso del inferior y en 1,001 en el caso del superior.

6.2. Trabajos futuros

Como continuación de este trabajo surgen diferentes posibilidades relacionadas con la mejora de los modelos propuestos, la inclusión de nuevos elementos en la planta experimental o la aplicación de la metodología propuesta en diferentes escenarios.

En primer lugar, aunque para diseñar y analizar la estrategia de control basta con disponer de datos históricos, para funcionar en tiempo real es indispensable disponer de modelos de predicción precisos tanto de la radiación disponible como, sobre todo, de la demanda de recursos de toda la planta. De igual forma, se han de incluir modelos de proceso de algunos elementos para los cuales se han asumido valores de rendimiento constantes (como los sistemas de combustión o la desaladora, entre otros) justificando el

nivel de detalle y la complejidad de los mismos. También es necesario a fondo estudiar la dinámica de los sistemas de almacenamiento para obtener unos límites de capacidad y valores de degradación acordes a los sistemas reales de la planta.

Por otro lado, se habría de contemplar la posibilidad de regular la temperatura del invernadero no sólo mediante las actuales rejillas de ventilación sino mediante un sistema de refrigeración propio. Esto daría lugar a modificar ligeramente el esquema propuesto en la figura 4.2 para añadir un nuevo recurso de salida que conecte con algunas de las entradas del *energy hub*, en función de la tecnología empleada, siendo el nexo de unión el sistema de refrigeración en cuestión.

Para terminar, sería interesante contemplar en el modelo la posibilidad de que la planta intercambie recursos con el exterior y costes de los recursos variables incluyendo, si es necesario, los ocasionados por el almacenamiento de los mismos. De esta manera, el objetivo de la estrategia de control no sólo sería determinar la cantidad de cada recurso que se produce en la planta sino si resulta más oportuno consumirlo o venderlo. Este enfoque se adaptaría bastante bien al funcionamiento actual del mercado eléctrico sobre el que se desarrollan numerosos estudios en el ámbito de las *microgrids*, aunque podría llegar a ser aplicable a recursos como el agua o la energía térmica.

Bibliografía

- [1] H. Farhangi, «The path of the smart grid», *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 8, n.º 1, pp. 18-28, ene. 2010.
- [2] M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klöckl, G. Andersson, y K. Fröhlich, «Energy Hubs for the Future», *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, n.º 1, pp. 24-30, 2007.
- [3] Grupo de Investigación de Automática Robótica y Mecatrónica (ARM-TEP197), «ENERPRO». [En línea]. Disponible en: <http://www2.ua.es/enerpro/>. [Accedido: 21-abr-2016].
- [4] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [5] S. A. Kalogirou, «Solar thermal collectors and applications», *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 30, n.º 3, pp. 231-295, ene. 2004.
- [6] A. Luque y S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2010.
- [7] W. de Soto, S. A. Klein, y W. A. Beckman, «Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance», *Sol. Energy*, vol. 80, n.º 1, pp. 78-88, ene. 2006.
- [8] S. A. Kalogirou, «Seawater desalination using renewable energy sources», *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 31, n.º 3, pp. 242-281, 2005.
- [9] H. M. Qiblawey y F. Banat, «Solar thermal desalination technologies», *Desalination*, vol. 220, n.º 1-3, pp. 633-644, mar. 2008.
- [10] R. Saidur, E. A. Abdelaziz, A. Demirbas, M. S. Hossain, y S. Mekhilef, «A review on biomass as a fuel for boilers», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, n.º 5, pp. 2262-2289, jun. 2011.
- [11] Deutsches Institut für Normung, *Acceptance test code for steam generators (VDI-rules for steam generators)*. DIN 1942:1994-02, 1994.

- [12] T. A. Milne, A. H. Brennan, y B. H. Glenn, *Sourcebook of Methods of Analysis for Biomass and Biomass Conversion Processes*. London & New York: Elsevier Applied Science, 1990.
- [13] H. Rusinowski y W. Stanek, «Neural modelling of steam boilers», *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, n.º 11, pp. 2802-2809, nov. 2007.
- [14] L. Martín, L. F. Zarzalejo, J. Polo, A. Navarro, R. Marchante, y M. Cony, «Prediction of global solar irradiance based on time series analysis: Application to solar thermal power plants energy production planning», *Sol. Energy*, vol. 84, n.º 10, pp. 1772-1781, oct. 2010.
- [15] R. Perez, S. Kivalov, J. Schlemmer, K. Hemker, D. Renné, y T. E. Hoff, «Validation of short and medium term operational solar radiation forecasts in the US», *Sol. Energy*, vol. 84, n.º 12, pp. 2161-2172, dic. 2010.
- [16] F. O. Hocaoglu, Ö. N. Gerek, y M. Kurban, «Hourly solar radiation forecasting using optimal coefficient 2-D linear filters and feed-forward neural networks», *Sol. Energy*, vol. 82, n.º 8, pp. 714-726, ago. 2008.
- [17] W. Ji y K. C. Chee, «Prediction of hourly solar radiation using a novel hybrid model of ARMA and TDNN», *Sol. Energy*, vol. 85, n.º 5, pp. 808-817, may 2011.
- [18] C. Voyant, M. Muselli, C. Paoli, y M.-L. Nivet, «Numerical weather prediction (NWP) and hybrid ARMA/ANN model to predict global radiation», *Energy*, vol. 39, n.º 1, pp. 341-355, mar. 2012.
- [19] ECMWF, «Operational configurations of the ECMWF Integrated Forecasting System (IFS)». [En línea]. Disponible en: <http://www.ecmwf.int/en/forecasts>. [Accedido: 09-may-2016].
- [20] NWS, «GLOBAL FORECAST SYSTEM». [En línea]. Disponible en: <http://www.emc.ncep.noaa.gov/index.php?branch=GFS>. [Accedido: 09-may-2016].
- [21] HIRLAM, «HIRLAM NWP in Europe». [En línea]. Disponible en: <http://hirlam.org/>. [Accedido: 09-may-2016].
- [22] WRF, «The Weather Research & Forecasting Model». [En línea]. Disponible en: <http://www.wrf-model.org/index.php>. [Accedido: 09-may-2016].

- [23] JRC IET, «Solar radiation model r.sun and its implementation in GRASS GIS». [En línea]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>. [Accedido: 09-may-2016].
- [24] L. Pérez-Lombard, J. Ortiz, y C. Pout, «A review on buildings energy consumption information», *Energy Build.*, vol. 40, n.º 3, pp. 394-398, ene. 2008.
- [25] H. Zhao y F. Magoulès, «A review on the prediction of building energy consumption», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.º 6, pp. 3586-3592, ago. 2012.
- [26] F. Rodríguez Díaz, «Modelado y control jerárquico de crecimiento de cultivos en invernadero», Tesis Doctoral. Universidad de Almería, 2002.
- [27] K. Maslak, «Thermal energy use in greenhouses: the influence of climatic conditions and dehumidification», Licentiate Thesis. Alnarp: Sveriges lantbruksuniv, 2015.
- [28] L. A. House-Peters y H. Chang, «Urban water demand modeling: Review of concepts, methods, and organizing principles», *Water Resour. Res.*, vol. 47, n.º 5, p. W05401, may 2011.
- [29] M. Herrera, L. Torgo, J. Izquierdo, y R. Pérez-García, «Predictive models for forecasting hourly urban water demand», *J. Hydrol.*, vol. 387, n.º 1-2, pp. 141-150, jun. 2010.
- [30] H. H. Rogers y R. C. Dahlman, «Crop responses to CO₂ enrichment», *Vegetatio*, vol. 104-105, n.º 1, pp. 117-131, ene. 1993.
- [31] W. Baudoin, R. Nono-Womdim, N. Litaladio, A. Hodder, N. Castilla, C. Leonardi, S. De Pascale, y M. Qaryouti, «Good agricultural practices for greenhouse vegetable crops : principles for Mediterranean climate areas.», *FAO Plant Prod. Prot. Pap.*, vol. 217, p. 616, 2013.
- [32] R. G. Allen, L. S. Pereira, D. Raes, y M. Smith, «Crop evapotranspiration: Guidelines for computing crop water requirements», *FAO Irrig. Drain. Pap.*, vol. 56, p. 300, 1998.
- [33] G. Chicco y P. Mancarella, «Distributed multi-generation: A comprehensive view», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, n.º 3, pp. 535-551, abr. 2009.
- [34] P. Mancarella, «MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models», *Energy*, vol. 65, pp. 1-17, feb. 2014.

- [35] E. Fabrizio, V. Corrado, y M. Filippi, «A model to design and optimize multi-energy systems in buildings at the design concept stage», *Renew. Energy*, vol. 35, n.º 3, pp. 644-655, mar. 2010.
- [36] T. Bruckner, «Competition and synergy between energy technologies in municipal energy systems», *Energy*, vol. 22, n.º 10, pp. 1005-1014, oct. 1997.
- [37] C. Weber y N. Shah, «Optimisation based design of a district energy system for an eco-town in the United Kingdom», *Energy*, vol. 36, n.º 2, pp. 1292-1308, feb. 2011.
- [38] J. Keirstead, M. Jennings, y A. Sivakumar, «A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.º 6, pp. 3847-3866, ago. 2012.
- [39] C. Cormio, M. Dicorato, A. Minoia, y M. Trovato, «A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 7, n.º 2, pp. 99-130, abr. 2003.
- [40] A. K. Mandal, *Introduction to Control Engineering: Modeling, Analysis and Design*. New Age International, 2006.
- [41] R. H. Lasseter, «Smart Distribution: Coupled Microgrids», *Proc. IEEE*, vol. 99, n.º 6, pp. 1074-1082, jun. 2011.
- [42] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, y C. Marnay, «Microgrids», *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, n.º 4, pp. 78-94, jul. 2007.
- [43] D. Pudjianto, C. Ramsay, y G. Strbac, «Microgrids and virtual power plants: concepts to support the integration of distributed energy resources», *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*, vol. 222, n.º 7, pp. 731-741, nov. 2008.
- [44] P. Asmus, «Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future», *Electr. J.*, vol. 23, n.º 10, pp. 72-82, dic. 2010.
- [45] M. Geidl y G. Andersson, «Optimal power flow of multiple energy carriers», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, n.º 1, pp. 145-155, 2007.
- [46] T. Krause, G. Andersson, K. Fröhlich, y A. Vaccaro, «Multiple-Energy Carriers: Modeling of Production, Delivery, and Consumption», *Proc. IEEE*, vol. 99, n.º 1, pp. 15-27, ene. 2011.
- [47] A. Hajimiragha, C. Canizares, M. Fowler, M. Geidl, y G. Andersson, «Optimal energy

- flow of integrated energy systems with hydrogen economy considerations.», en *2007 iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control*, 2007, pp. 1-11.
- [48] M. D. Galus, S. Koch, y G. Andersson, «Provision of Load Frequency Control by PHEVs, Controllable Loads, and a Cogeneration Unit», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, n.º 10, pp. 4568-4582, oct. 2011.
- [49] C. Marnay, G. Venkataramanan, M. Stadler, A. S. Siddiqui, R. Firestone, y B. Chandran, «Optimal Technology Selection and Operation of Commercial-Building Microgrids», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, n.º 3, pp. 975-982, ago. 2008.
- [50] S. Bracco, F. Delfino, F. Pampararo, M. Robba, y M. Rossi, «The University of Genoa smart polygeneration microgrid test-bed facility: The overall system, the technologies and the research challenges», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 18, pp. 442-459, feb. 2013.
- [51] Natural Resources Canada, «RETSscreen». [En línea]. Disponible en: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>. [Accedido: 18-may-2016].
- [52] A. U. Department of Development and Planning, «EnergyPLAN». [En línea]. Disponible en: <http://www.energyplan.eu/>. [Accedido: 18-may-2016].
- [53] B. H. Bakken, H. I. Skjelbred, y O. Wolfgang, «eTransport: Investment planning in energy supply systems with multiple energy carriers», *Energy*, vol. 32, n.º 9, pp. 1676-1689, sep. 2007.
- [54] S. Sinha y S. S. Chandel, «Review of software tools for hybrid renewable energy systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 192-205, abr. 2014.
- [55] CIESOL, «Centro de Investigación en Energía Solar». [En línea]. Disponible en: <http://www.ciesol.es/index.php?Idioma=ES&Opcion=6&Pagina=187#>. [Accedido: 20-may-2016].
- [56] S. Rosiek y F. J. Batlles, «Renewable energy solutions for building cooling, heating and power system installed in an institutional building: Case study in southern Spain», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 147-168, oct. 2013.
- [57] Solaris Tecnología Natural, «Solaris CP1». [En línea]. Disponible en: <http://www.konstruir.com/C.T.E/HE-4-Contribucion-solar-minima-de-agua-caliente-sanitaria/placas/konstruir.com - SOLARIS CP1.pdf>.

- [58] Yazaki Energy Systems Inc., «Yazaki WFC SC20». [En línea]. Disponible en: <http://www.yazakienergy.com/docs/SB-WFCS-1009.pdf>. [Accedido: 24-may-2016].
- [59] CIATESA S.A., «Ciatesa Hidropack WE 360». [En línea]. Disponible en: http://ciatesa.generadordeprecios.info/ciatesa_we_mt/pagina6.html. [Accedido: 25-may-2016].
- [60] Atersa Electricidad Solar, «Atersa A-222P». [En línea]. Disponible en: http://www.atersa.com/img/MU-6P_6x10-H_A214,222,230P.pdf. [Accedido: 25-may-2016].
- [61] D. C. Alarcón Padilla, J. Blanco Gálvez, A. Lozano, S. Malato Rodríguez, M. I. Maldonado Rubio, y P. Fernández Ibáñez, «Experimental result of AQUASOL project: development of an advanced hybrid solar-gas multi-effect distillation system», en *13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*, 2006.
- [62] D. C. Alarcón Padilla, J. Blanco Gálvez, L. García Rodríguez, W. Gernjak, y S. Malato Rodríguez, «First experimental results of a new hybrid solar/gas multi-effect distillation system: the AQUASOL project», *Desalination*, vol. 220, n.º 1-3, pp. 619-625, mar. 2008.
- [63] A. de la Calle Alonso, «Contribuciones al modelado dinámico de procesos termoquímicos en instalaciones termosolares», Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2015.
- [64] Plataforma Solar de Almería, «DESALACIÓN SOLAR». [En línea]. Disponible en: <http://www.psa.es/es/instalaciones/desalacion.php>. [Accedido: 29-may-2016].
- [65] L. Roca, J. Sánchez, F. Rodríguez, J. Bonilla, A. de la Calle, y M. Berenguel, «Predictive Control Applied to a Solar Desalination Plant Connected to a Greenhouse with Daily Variation of Irrigation Water Demand», *Energies*, vol. 9, n.º 3, p. 194, mar. 2016.
- [66] ATTSU, «RL200». [En línea]. Disponible en: <http://www.attsu.com/uploads/files/producto/modelo-rl/83-es-attsu-rl-es-rl-1312-espanol-Wv0.pdf>. [Accedido: 01-ene-2016].
- [67] J. A. Sánchez, F. Rodríguez, J. L. Guzmán, y M. R. Arahál, «Virtual sensors for

- designing irrigation controllers in greenhouses.», *Sensors (Basel)*, vol. 12, n.º 11, pp. 15244-66, ene. 2012.
- [68] Elster Thermal Solutions, «GP95». [En línea]. Disponible en: <http://www.ermaf.nl/en/GP95.html>. [Accedido: 01-ene-2016].
- [69] Suministros Fontalcón, «Missouri». [En línea]. Disponible en: <http://www.ventadecalderasdebiomasa.es/es/calderas-de-biomasa-industriales/24-linea-missouri.html>. [Accedido: 01-ene-2016].
- [70] J. Ramos Teodoro, «Modelado y control de la dirección de un vehículo eléctrico», Trabajo Fin de Grado. Universidad de Almería, 2014.
- [71] Changzhou Greenland Vehicle Co. Ltd, «LITA GLE2-2S». [En línea]. Disponible en: http://www.gl-ev.com/en/pro_show.php?Id=155. [Accedido: 25-may-2016].
- [72] Conergy Asia & ME Pte Ltd, «CONERGY PA 240P». [En línea]. Disponible en: <http://www.energytechnics.gr/attachments/47/Conergy%20PA%20230-250P.pdf>. [Accedido: 24-may-2016].
- [73] Conergy Asia & ME Pte Ltd, «CONERGY POWER PLUS 240M». [En línea]. Disponible en: <http://www.evoenergy.co.uk/downloads/Conergy-PowerPlus-240M-255M-Noir.pdf>. [Accedido: 24-may-2016].
- [74] Phoenix Solar Inc., «FIRST SOLAR FS-380». [En línea]. Disponible en: <http://www.phoenixsolar-group.com/business/us/en/product-catalog/solar-modules/FIRST-SOLAR---FS-377---FS-380---FS-382---FS-385.html>. [Accedido: 24-may-2016].
- [75] A. Parisio, C. Del Vecchio, y A. Vaccaro, «A robust optimization approach to energy hub management», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, n.º 1, pp. 98-104, nov. 2012.
- [76] M. Geidl, «Integrated Modeling and Optimization of Multi-Carrier Energy Systems», PhD Thesis.ETH Zurich, 2007.
- [77] PV Lighthouse Pty. Ltd., «PV Lighthouse». [En línea]. Disponible en: [https://www2.pvlighthouse.com.au/resources/courses/altermatt/The%20Solar Spectrum/The%20reflectance%20of%20the%20ground.aspx](https://www2.pvlighthouse.com.au/resources/courses/altermatt/The%20Solar%20Spectrum/The%20reflectance%20of%20the%20ground.aspx). [Accedido: 07-jun-2016].

- [78] E. G. M. Petrakis, «Intelligent Systems Laboratory». [En línea]. Disponible en: <http://www.intelligence.tuc.gr/renes/fixed/info/reflectanceinfo.html>. [Accedido: 07-jun-2016].
- [79] The MathWorks Inc., «PV Array». [En línea]. Disponible en: <http://es.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>. [Accedido: 08-jun-2016].
- [80] The MathWorks Inc., «MATLAB». [En línea]. Disponible en: <http://es.mathworks.com/products/matlab/>. [Accedido: 08-jun-2016].
- [81] The MathWorks Inc., «Documentation: fsolve». [En línea]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/help/optim/ug/fsolve.html>. [Accedido: 28-oct-2016].
- [82] M. Pasamontes, J. D. Álvarez, J. L. Guzmán, y M. Berenguel, «Hybrid modeling of a solar cooling system», *IFAC Proc. Vol.*, vol. 3, n.º 1, pp. 26-31, 2009.
- [83] M. Pasamontes, J. D. Álvarez, J. L. Guzmán, M. Berenguel, y E. F. Camacho, «Hybrid modeling of a solar-thermal heating facility», *Sol. Energy*, vol. 97, pp. 577-590, nov. 2013.
- [84] L. Roca, M. Berenguel, L. Yebra, y D. C. Alarcón, «Preliminary modeling and control studies in AQUASOL project», *Desalination*, vol. 222, n.º 1-3, pp. 466-473, mar. 2008.
- [85] L. Roca, M. Berenguel, L. Yebra, y D. C. Alarcón-Padilla, «Solar field control for desalination plants», *Sol. Energy*, vol. 82, n.º 9, pp. 772-786, sep. 2008.
- [86] E. F. Camacho, M. Berenguel, y F. R. Rubio, *Advanced Control of Solar Plants*. London: Springer London, 1997.
- [87] L. Roca, L. J. Yebra, M. Berenguel, y D. C. Alarcón-Padilla, «Modeling of a solar seawater desalination plant for automatic operation purposes», *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 130, n.º 4, pp. 0410091-0410098, 2008.
- [88] L. Roca, J. A. Sánchez, F. Rodríguez, y J. Bonilla, «Solar desalination management to fulfill greenhouse water demand using predictive control», en *Actas de las XXXV Jornadas de Automática*, 2014.
- [89] BIOMASS Energy Centre, «Carbon emissions of different fuels». [En línea]. Disponible en: http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=75,163182&_dad

- =portal&_schema=PORTAL. [Accedido: 29-jul-2016].
- [90] Endesa S.A., «Tarifa Preferente». [En línea]. Disponible en: <https://www.endesaclientes.com/empresas/tarifa-preferente.html>. [Accedido: 02-ago-2016].
- [91] Endesa S.A., «Precios Tarifas Reguladas Luz y Gas». [En línea]. Disponible en: <https://www.endesaclientes.com/articulos/tarifas-reguladas-luz-gas.html>. [Accedido: 02-ago-2016].
- [92] FCC Aqualia, «Tarifas Ingenio». [En línea]. Disponible en: <http://www.aqualia.es/ingenio/gestion-de-clientes/tarifas/index.html>. [Accedido: 02-ago-2016].
- [93] Profielectra S.L, «¿Cuál es el precio del propano a granel?» [En línea]. Disponible en: <http://propanogas.com/faq/precio-propano>. [Accedido: 02-ago-2016].
- [94] Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa, «Índice de Precios de Biomasa». [En línea]. Disponible en: <http://www.avebiom.org/es/ind-precios-biomasa>. [Accedido: 02-ago-2016].
- [95] ASUSTeK COMPUTER INC., «ASUS K551LB». [En línea]. Disponible en: <https://www.asus.com/Notebooks/K551LB/specifications/>. [Accedido: 05-ago-2016].
- [96] The MathWorks Inc., «File exchange: fminconset». [En línea]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/96-fminconset>. [Accedido: 28-oct-2016].
- [97] The MathWorks Inc., «Documentation: fmincon». [En línea]. Disponible en: <https://es.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>. [Accedido: 28-oct-2016].
- [98] M. R. Bussieck y S. Vigerske, «MINLP Solver Software», *Wiley Encycl. Oper. Res. Manag. Sci.*, 2011.

Anexo A. Código MATLAB del modelo

Script Modelo.m

```
%% Cargar datos de demanda y radiación
clc
clear
close ALL

%% Parámetros simulación
nm=48;
tm=1440/nm;
H=5;
nm=nm+H;
%Demanda y radiación
load('RT_DC')
Ta=mean(vec2mat(T,tm)');
Ta=[Ta;Ta(1:H)];
G=mean(vec2mat(G,tm)');
G=[G;G(1:H)];
Gb=mean(vec2mat(Gb,tm)');
Gb=[Gb;Gb(1:H)];
Gd=mean(vec2mat(Gd,tm)');
Gd=[Gd;Gd(1:H)];
clear T
load('E_O')
Eo=mean(vec2mat(Eo,tm)');
load('C_CS_DC')
Co=mean(vec2mat(Co,tm)');
load('H_CS_DC')
Hcs=zeros(nm-H,1);
load('H_DP')
Hdp=154.4*ones(nm-H,1);
load('H_GH_DC')
Hgh=mean(vec2mat(Hgh,tm)');
load('Agua_DC')
Wo=mean(vec2mat(Wo,tm)');
load('CO2_DC')
Go=mean(vec2mat(Go,tm)');

%Matriz de salida de recursos
O=[Eo';Co';Hcs';Hdp';Hgh';Wo';Go'];
O=[O,O(:,1:H)]; %adecuación al horizonte de predicción
clearvars t Eo Co Hcs Hdp Hgh Wo Go

%% Límites de capacidad

%% Radiación (4.2.1)

% Modelo radiación plano inclinado: función rad_t.
```

```

%[Gt,theta,thetaz] = rad_t(Gb,Gd,ro_g,beta,phi,dia,ho,L,Lref,AD)

dia=7; %dia del año (7 para día frío, 188 para día cálido)
AD=1; %Adelanto oficial (1h para el día 7, 2h par el día 188)
psiref=0; %Longitud del meridiano de referencia para la hora oficial.
ro_g=0.2; %reflectividad del suelo de 0.2

% Parámetros de las instalaciones (Tabla 4.5)
%Parking
beta_pvpk=30;
phi_pvpk=36.83;
psi_pvpk=-2.40;
Act_pvpk=8110.30;

%CIESOL, paneles
beta_pvcs=22;
phi_pvcs=36.83;
psi_pvcs=-2.41;
Act_pvcs=68.37;

%CIESOL, captadores
beta_sccs=30;
phi_sccs=36.83;
psi_sccs=-2.41;
Act_sccs=161.60;
%Desaladora
beta_scdp=36;
phi_scdp=37.09;
psi_scdp=-2.36;
Act_scdp=498.96;

%Cálculo de la radiación con rad_t
%Los ángulos de incidencia (theta) y cenital (thetaz)
%se emplean más adelante
[Gtpvpk,theta_pvpk,thetaz_pvpk]=rad_t(G,Gb,Gd,ro_g,beta_pvpk,phi_pvpk,...
                                       dia,psi_pvpk,psiref,AD,nm);
[Gtpvcs,theta_pvcs,thetaz_pvcs]=rad_t(G,Gb,Gd,ro_g,beta_pvcs,phi_pvcs,...
                                       dia,psi_pvcs,psiref,AD,nm);
[Gtsccs,theta_sccs,thetaz_sccs]=rad_t(G,Gb,Gd,ro_g,beta_sccs,phi_sccs,...
                                       dia,psi_sccs,psiref,AD,nm);
[Gtscdp,theta_scdp,thetaz_scdp]=rad_t(G,Gb,Gd,ro_g,beta_scdp,phi_scdp,...
                                       dia,psi_scdp,psiref,AD,nm);

%Radiación solar máxima
Rvpvk_max=Gtpvpk*Act_pvpk/1000;      %Fotovoltaica parking
Rpvcs_max=Gtpvcs*Act_pvcs/1000;     %Fotovoltaica CIESOL
Rscs_max=Gtsccs*Act_sccs/1000;      %Térmica CIESOL
Rscdp_max=Gtscdp*Act_scdp/1000;     %Térmica desaladora
Rvpvk_max(Rvpvk_max<0)=0;           %Adecuación de valores
Rpvcs_max(Rpvcs_max<0)=0;           %Adecuación de valores
Rscs_max(Rscs_max<0)=0;             %Adecuación de valores
Rscdp_max(Rscdp_max<0)=0;           %Adecuación de valores
% Radiación solar mínima
Rvpvk_min=zeros(nm,1);              %Fotovoltaica parking
Rpvcs_min=zeros(nm,1);              %Fotovoltaica CIESOL
Rscs_min=zeros(nm,1);              %Térmica CIESOL
Rscdp_min=zeros(nm,1);              %Térmica desaladora
clearvars i psiref ro_g ho phi_pvpk psi_pvpk Act_pvpk phi_pvcs psi_pvcs
clearvars Act_pvcs phi_sccs psi_sccs phi_scdp psi_scdp dia AD

```

```

%% Sumistro hídrico, eléctrico, desaladora y sistemas de apoyo (4.2.2)
Ei_max=Inf*ones(nm,1); %Suministro electricidad máx.
Ei_min=zeros(nm,1); %Suministro electricidad mín.
Wi_max=Inf*ones(nm,1); %Suministro agua máx.
Wi_min=zeros(nm,1); %Suministro agua mín.
Sdp_max=10*ones(nm,1); %Agua salina desaladora máx.
Sdp_min=6*ones(nm,1); %Agua salina desaladora mín.
Pdp_max=20*ones(nm,1); %Propano desaladora máximo
Pdp_min=zeros(nm,1); %Propano desaladora mínimo
Cac_max=70*ones(nm,1); %Refrigeración máquina absorción máx.
Cac_min=zeros(nm,1); %Refrigeración máquina absorción mín.
Chp_max=76.4*ones(nm,1); %Refrigeración bomba de calor máx.
Chp_min=zeros(nm,1); %Refrigeración bomba de calor mín.
Hhp_max=82.6*ones(nm,1); %Calefacción bomba de calor máx.
Hhp_min=zeros(nm,1); %Calefacción bomba de calor mín.
Pgh_max=6.8*ones(nm,1); %Propano invernadero máx.
Pgh_min=zeros(nm,1); %Propano invernadero mín.
Bgh_max=40*ones(nm,1); %Biomasa invernadero máx.
Bgh_min=zeros(nm,1); %Biomasa invernadero mín.

%Matrices de límites superior e inferior
R=[Cac_max';Cac_min';Chp_max';Chp_min';Hhp_max';Hhp_min'];
I_min=[Ei_min';Rvpvk_min';Rpvcs_min';Rscs_min';Rscdp_min';Sdp_min';...
Pdp_min';Pgh_min';Wi_min';Bgh_min'];
I_max=[Ei_max';Rvpvk_max';Rpvcs_max';Rscs_max';Rscdp_max';Sdp_max';...
Pdp_max';Pgh_max';Wi_max';Bgh_max'];
clearvars Ei_min Rvpvk_min Rpvcs_min Rscs_min Rscdp_min Sdp_min ...
Pdp_min Pgh_min Wi_min Bgh_min ...
Ei_max Rvpvk_max Rpvcs_max Rscs_max Rscdp_max Sdp_max ...
Pdp_max Pgh_max Wi_max Bgh_max ...
Cac_max Cac_min Chp_max Chp_min Hhp_max Hhp_min

%% Sistemas de almacenamiento (4.2.3 y 4.2.4)
Ec_max=3*ones(nm,1); %Carga electricidad máx.
Ec_min=zeros(nm,1); %Carga electricidad mín.
Ed_max=3*ones(nm,1); %Descarga electricidad máx.
Ed_min=zeros(nm,1); %Descarga electricidad mín.
Es_max=11*ones(nm,1); %Almacenamiento electricidad máx.
Es_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento electricidad mín.
Cc_max=20.9*ones(nm,1); %Carga refrigeración máx.
Cc_min=zeros(nm,1); %Carga refrigeración mín.
Cd_max=20.9*ones(nm,1); %Descarga refrigeración máx.
Cd_min=zeros(nm,1); %Descarga refrigeración mín.
Cs_max=29*ones(nm,1); %Almacenamiento refrigeración máx.
Cs_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento refrigeración mín.
Hcs_c_max=125.4*ones(nm,1); %Carga calefacción CIESOL máx.
Hcs_c_min=zeros(nm,1); %Carga calefacción CIESOL mín.
Hcs_d_max=125.4*ones(nm,1); %Descarga calefacción CIESOL máx.
Hcs_d_min=zeros(nm,1); %Descarga calefacción CIESOL mín.
Hcs_s_max=174.2*ones(nm,1); %Almacenamiento calefacción CIESOL máx.
Hcs_s_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento calefacción CIESOL mín.
Hdp_c_max=250.8*ones(nm,1); %Carga calefacción desal. máx.
Hdp_c_min=zeros(nm,1); %Carga calefacción desal. mín.
Hdp_d_max=250.8*ones(nm,1); %Descarga calefacción desal. máx.
Hdp_d_min=zeros(nm,1); %Descarga calefacción desal. mín.
Hdp_s_max=335.4*ones(nm,1); %Almacenamiento calefacción desal. máx.
Hdp_s_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento calefacción desal. mín.
Hgh_c_max=104.5*ones(nm,1); %Carga calefacción inver. máx.
Hgh_c_min=zeros(nm,1); %Carga calefacción inver. mín.
Hgh_d_max=104.5*ones(nm,1); %Descarga calefacción inver. máx.
Hgh_d_min=zeros(nm,1); %Descarga calefacción inver. mín.

```

```

Hgh_s_max=116.1*ones(nm,1); %Almacenamiento calefacción inver. máx.
Hgh_s_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento calefacción inver. mín.
Wc_max=3*ones(nm,1); %Carga agua máx.
Wc_min=zeros(nm,1); %Carga agua mín.
Wd_max=3*ones(nm,1); %Descarga agua máx.
Wd_min=zeros(nm,1); %Descarga agua mín.
Ws_max=6*ones(nm,1); %Almacenamiento agua máx.
Ws_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento agua mín.
Gc_max=50*ones(nm,1); %Carga CO2 máx.
Gc_min=zeros(nm,1); %Carga CO2 mín.
Gd_max=50*ones(nm,1); %Descarga CO2 máx.
Gd_min=zeros(nm,1); %Descarga CO2 mín.
Gs_max=300*ones(nm,1); %Almacenamiento CO2 máx.
Gs_min=zeros(nm,1); %Almacenamiento CO2 mín.

%Límites matrices Qc, Qd y S (ecuaciones 4.1.31, 4.1.32 y 4.1.33)
Qc_min=[Ec_min';Cc_min';Hcs_c_min';Hdp_c_min';Hgh_c_min';Wc_min';Gc_min'];
Qd_min=[Ed_min';Cd_min';Hcs_d_min';Hdp_d_min';Hgh_d_min';Wd_min';Gd_min'];
S_min=[Es_min';Cs_min';Hcs_s_min';Hdp_s_min';Hgh_s_min';Ws_min';Gs_min'];
Qc_max=[Ec_max';Cc_max';Hcs_c_max';Hdp_c_max';Hgh_c_max';Wc_max';Gc_max'];
Qd_max=[Ed_max';Cd_max';Hcs_d_max';Hdp_d_max';Hgh_d_max';Wd_max';Gd_max'];
S_max=[Es_max';Cs_max';Hcs_s_max';Hdp_s_max';Hgh_s_max';Ws_max';Gs_max'];

clearvars Ec_min Cc_min Hcs_c_min Hdp_c_min Hgh_c_min Wc_min Gc_min...
          Ed_min Cd_min Hcs_d_min Hdp_d_min Hgh_d_min Wd_min Gd_min...
          Es_min Cs_min Hcs_s_min Hdp_s_min Hgh_s_min Ws_min Gs_min...
          Ec_max Cc_max Hcs_c_max Hdp_c_max Hgh_c_max Wc_max Gc_max...
          Ed_max Cd_max Hcs_d_max Hdp_d_max Hgh_d_max Wd_max Gd_max...
          Es_max Cs_max Hcs_s_max Hdp_s_max Hgh_s_max Ws_max Gs_max

%% Coeficientes de conversión de las instalaciones
%% Energía solar fotovoltaica (4.3.1)
%Parámetros para paneles fotovoltaicos (Tabla 4.6 Y 4.7)
%Atersa (1)
Il_st_1=7.97;
Io_st_1=1.86e-10;
Rs_st_1=0.39;
Rsh_st_1=280;
a_st_1=1.52;
Tc_noct_1=47;
mu_isc_1=0.05*7.96/100;
Ac_1=1.628;
%Conergy 240P (2)
Il_st_2=8.56;
Io_st_2=6.39e-11;
Rs_st_2=0.31;
Rsh_st_2=162;
a_st_2=1.45;
Tc_noct_2=45;
mu_isc_2=0.04*8.54/100;
Ac_2=1.652;
%Conergy 240M (3)
Il_st_3=8.46;
Io_st_3=1.40e-10;
Rs_st_3=0.32;
Rsh_st_3=237;
a_st_3=1.53;
Tc_noct_3=48;
mu_isc_3=0.06*8.45/100;
Ac_3=1.652;

```



```

%FIRST SOLAR FS-380 (4)
Il_st_4=1.93;
Io_st_4=1.64e-12;
Rs_st_4=3.31;
Rsh_st_4=263;
a_st_4=2.20;
Tc_noct_4=45;
mu_isc_4=0.04*1.88/100;
Ac_4=0.72;

%Cálculo de los rendimientos para cada panel
%Preasignación de valores
npv_1=zeros(length(G),1);
npv_2=zeros(length(G),1);
npv_3=zeros(length(G),1);
npv_4=zeros(length(G),1);
%Fin preasignación

n=0.01; %valor mínimo de radiación que se considera productivo

npv_1(G>n)=nPv(Ta(G>n),Gb(G>n),Gd(G>n),Gtpvcs(G>n),theta_pvcs(G>n),...
    thetaz_pvcs(G>n),beta_pvcs,Il_st_1,Io_st_1,Rs_st_1,Rsh_st_1,...
    a_st_1,mu_isc_1,Tc_noct_1,Ac_1);
npv_2(G>n)=nPv(Ta(G>n),Gb(G>n),Gd(G>n),Gtpvpk(G>n),theta_pvpk(G>n),...
    thetaz_pvpk(G>n),beta_pvpk,Il_st_2,Io_st_2,Rs_st_2,Rsh_st_2,...
    a_st_2,mu_isc_2,Tc_noct_2,Ac_2);
npv_3(G>n)=nPv(Ta(G>n),Gb(G>n),Gd(G>n),Gtpvpk(G>n),theta_pvpk(G>n),...
    thetaz_pvpk(G>n),beta_pvpk,Il_st_3,Io_st_3,Rs_st_3,Rsh_st_3,...
    a_st_3,mu_isc_3,Tc_noct_3,Ac_3);
npv_4(G>n)=nPv(Ta(G>n),Gb(G>n),Gd(G>n),Gtpvpk(G>n),theta_pvpk(G>n),...
    thetaz_pvpk(G>n),beta_pvpk,Il_st_4,Io_st_4,Rs_st_4,Rsh_st_4,...
    a_st_4,mu_isc_4,Tc_noct_4,Ac_4);
clearvars Tc_* Il_* Io_* Rs_* Rsh_* a_* mu_* Ac_* theta* beta* x0

npvcs=npv_1; %Coeficiente fotovoltaico CIESOL
npvpk=(4854*npv_2+24*npv_3+72*npv_4)/(4854+24+72); %Coeficiente
    %fotovoltaico ponderado para el parking
clearvars npv_*

%% Energía solar térmica (4.3.2)
%Parámetros de las instalaciones
%CIESOL
betarcs=0.7;
Leqcs=15;
hscs=91.2;
mfeqcs=10;
Tscmcs=70;
%Desaladora
betardp=0.105;
Leqdp=5.67;
hscdp=4.7;
mfeqdp=588;
Tscmdp=65;

nscs=zeros(length(G),1); %Preasignación de valores
nscs(G>n)=nSC(Ta(G>n),Gtsccs(G>n),mfeqcs,Leqcs,betarcs,...
    Act_sccs,hscs,Tscmcs); %Coeficiente térmico CIESOL
nscs(nscs<0)=0; %Adecuación de valores (rendimiento nunca negativo)

nscdp=zeros(length(G),1); %Preasignación de valores

```

```

nscdp(G>n)=nSC(Ta(G>n),Gtscdp(G>n),mfeqdp,Leqdp,betardp,...
    Act_scdp,hscdp,Tscmdp); %Coeficiente térmico CIESOL
nscdp(nscdp<0)=0; %Adecuación de valores (rendimiento nunca negativo)
clearvars mfeq* Leq* betar* Act* hsc* Tscm* n

%% Sistemas de climatización apoyo y almacenamiento (4.3.4)
nac=0.7*ones(nm,1); %Coeficiente máquina de absorción
nchp=2.73*ones(nm,1); %Coeficiente refrigeración bomba de calor
nhhp=3.23*ones(nm,1); %Coeficiente calefacción bomba de calor
npbl=11.50*ones(nm,1); %Coeficiente caldera desaladora
npht=11.50*ones(nm,1); %Coeficiente calefactor invernadero
nbbl=4.25*ones(nm,1); %Coeficiente térmico caldera invernadero
ngbl=1.76*ones(nm,1); %Coeficiente CO2 caldera invernadero
nwdp=0.24*ones(nm,1); %Coeficiente desaladora

%Matriz de coeficientes de conversión de recursos
neh=[npvpk';npvcs';nscs';nscdp';nac';nchp';nhhp';...
    npbl';npht';nbbl';ngbl';nwdp'];

nEc=0.7; %Coeficiente carga electricidad
nCc=0.9; %Coeficiente carga refrigeración
nHCSc=0.9; %Coeficiente carga calefacción CIESOL
nHDPc=0.9; %Coeficiente carga calefacción desaladora
nHGhc=0.9; %Coeficiente carga calefacción invernadero
nWc=1; %Coeficiente carga agua
nGc=1; %Coeficiente carga CO2

Pc=[nEc,zeros(1,6);0,nCc,zeros(1,5);0,0,nHCSc,zeros(1,4);...
    zeros(1,3),nHDPc,zeros(1,3);zeros(1,4),nHGhc,0,0;zeros(1,5),nWc,0;...
    zeros(1,6),nGc]; %Matriz de coeficientes de carga

nEc=0.8; %Coeficiente descarga electricidad
nCc=0.9; %Coeficiente descarga refrigeración
nHCSc=0.9; %Coeficiente descarga calefacción CIESOL
nHDPc=0.9; %Coeficiente descarga calefacción desaladora
nHGhc=0.9; %Coeficiente descarga calefacción invernadero
nWc=1; %Coeficiente descarga agua
nGc=1; %Coeficiente descarga CO2

Pd=[nEd,zeros(1,6);0,nCd,zeros(1,5);0,0,nHCSD,zeros(1,4);...
    zeros(1,3),nHDPd,zeros(1,3);zeros(1,4),nHGhd,0,0;zeros(1,5),nWd,0;...
    zeros(1,6),nGd]; %Matriz de coeficientes de descarga

L_E=0.02*ones(nm,1); %Degradación electricidad
L_C=0.06*ones(nm,1); %Degradación refrigeración
L_HCS=0.06*ones(nm,1); %Degradación calefacción CIESOL
L_HDP=0.06*ones(nm,1); %Degradación calefacción desaladora
L_HGH=0.06*ones(nm,1); %Degradación calefacción invernadero
L_W=zeros(nm,1); %Degradación agua
L_G=zeros(nm,1); %Degradación CO2
L=[L_E';L_C';L_HCS';L_HDP';L_HGH';L_W';L_G']; %Matriz de degradación

clearvars n* L* -except neh L
clearvars G Gb Gd Gt* Ta

%% Coste de los recursos (apartado 5.2)
c=[0.141;0;0;0;0;0;0;1.172;1.172;6;0.266];

```

```

%Optimización
nx=41; %Número de variables de decisión
x0=zeros(nx*H,1)'; %Punto inicial
A=[]; %Restricciones lineales de desigualdad
b=[]; %Restricciones lineales de desigualdad
Aeq=[]; %Restricciones lineales de igualdad
beq=[]; %Restricciones lineales de igualdad
lb=[I_min;Qc_min;Qd_min;zeros(7,nm);S_min;zeros(3,nm)-0.001]; %Límites inferiores de las variables de decisión
ub=[I_max;Qc_max;Qd_max;ones(7,nm);S_max;ones(3,nm)+0.001]; %Límites superiores de las variables de decisión

%Restricciones de variables enteras
xset=cell(nx*H,1)'; %Preasignación
for i=1:H
    for j=39:41
        xset{j+(i-1)*41}=[0 1];
    end
end

%Opciones de optimización
options = optimset('Algorithm','interior-point',...
    'MaxFunEvals', 1e6, ...
    'MaxIter', 1000, ...
    'TolX',1e-3,...
    'TolFun',1e-3,...
    'TolCon',1e-2...
);

S0=S_max(:,1)/2; %Nivel inicial de los sistemas de almacenamiento
EX=zeros(1,nm-H); %Preasignación 'exitflag' de fmincon
xF=zeros(nx,nm-H); %Preasignación de la variable de resultados

%Cálculo del punto inicial x0
for i=1:1
    l=i;
    u=i+H-1;
    lb2=reshape(lb(:,l:u),[1,nx*H]); %Límites inferiores para la iteración i
    ub2=reshape(ub(:,l:u),[1,nx*H]); %Límites superiores para la iteración i
    x0=fminconset(@ (x) coste(x,c,H,nx,tm),...
        x0,... %Punto inicial
        A,... %Restricciones lineales de desigualdad
        b,... %Restricciones lineales de desigualdad
        Aeq,... %Restricciones lineales de igualdad
        beq,... %Restricciones lineales de igualdad
        lb2,... %Límites inferiores de las variables de decisión
        ub2,... %Límites superiores de las variables de decisión
        @(x) nlc(x,O(:,l:u),L(:,l:u),Pc,Pd,...
            neh(:,l:u),R(:,l:u),H,S0,nx,tm),...
        options,... %Opciones de optimización
        xset,... %Restricciones de variables enteras
        inf); %Número máximo de iteraciones para el algoritmo
        %fminconset
end

```

```

%Cálculo de las variables de decisión
for i=1:nm-H
l=i;
u=i+H-1;
lb2=reshape(lb(:,l:u),[1,nx*H]); %Límites inferiores para la iteración i
ub2=reshape(ub(:,l:u),[1,nx*H]); %Límites superiores para la iteración i
[x,ff,ex]=fminconset(@(x) coste(x,c,H,nx,tm),...
    x0,... %Punto inicial
    A,... %Restricciones lineales de desigualdad
    b,... %Restricciones lineales de desigualdad
    Aeq,... %Restricciones lineales de igualdad
    beq,... %Restricciones lineales de igualdad
    lb2,... %Límites inferiores de las variables de decisión
    ub2,... %Límites superiores de las variables de decisión
    @(x) nlc(x,O(:,l:u),L(:,l:u),Pc,Pd,...
        neh(:,l:u),R(:,l:u),H,S0,nx,tm),...
    options,... %Opciones de optimización
    xset,... %Restricciones de variables enteras
    inf); %Número máximo de iteraciones para el algoritmo
    %fminconset

x=reshape(x',[nx,H]);
x0=reshape([x(:,2:H),x(:,H)],[1,nx*H])';
EX(:,i)=ex;
xF(:,i)=x(:,1);
S0=x(32:38,1);
disp(i)
end

end

```

Función rad_t.m

```

function [Gt,theta,thetaz] = rad_t(G,Gb,Gd,ro_g,beta,phi,...
                                dia,psi,psiref,AD)

%Modelo de radiación en el plano inclinado cielo isotrópico para sistemas
%con orientación sur
%Entradas:
%Gb: radiación difusa (W/m2)
%Gd: radiación directa (W/m2)
%ro_g: reflectividad del suelo (adimensional)
%beta: inclinación (°)
%phi: latitud (°)
%dia: numero de día del año
%ho: hora actual (en horas)
%psi: longitud del lugar (°, positiva hacia el este)
%psiref: longitud de referencia para el huso horario (°, en España 0°)
%AD: Adelanto oficial (en España 1h en invierno y 2h en verano)
%nm: número de muestras en 1 día completo

ho=(0:1/(nm/24):24-1/(nm/24))'; %vector que contiene las horas
A=(dia-1)*360/365; %(ec. 4.2.9)
A=A*pi()/180; %pasar a radianes
ET=13.752*(0.075+1.868*cos(A)-32.077*sin(A)...
-14.615*cos(2*A)-40.89*sin(2*A)); %(ec. 4.2.8)
ET=ET/3600; %pasar a horas
hs=ho+4*(psi-psiref)/60+ET-AD; %(ec. 4.2.7)
omega=360*(hs-12)/24; %(ec. 4.2.6)
omega=omega*pi()/180; %pasar a radianes
delta=23.45*sin((360*(284+dia)/365)*pi()/180); %(ec. 4.2.5)
delta=delta*pi()/180; %pasar a radianes
beta=beta*pi()/180; %pasar a radianes
phi=phi*pi()/180; %pasar a radianes
thetaz=acos(cos(phi)*cos(delta)*cos(omega)...
+sin(phi)*sin(delta)); %(ec. 4.2.4)
theta=acos(cos(phi-beta)*cos(delta)*cos(omega)...
+sin(phi-beta)*sin(delta)); %(ec. 4.2.3)
Rb=cos(theta)./cos(thetaz);
%Adecuación de Rb
Rb(G<=0)=0;
Rb(Rb<=0)=0;
Rb(Rb>max(Rb(nm/2-2*nm/24:nm/2+2*nm/24)))=0;
Gt=Gb.*Rb+Gd*(1+cos(beta))/2+(Gb+Gd)*ro_g*(1-cos(beta))/2; %(ec. 4.2.1)
theta=theta*180/pi(); %pasar a grados
thetaz=thetaz*180/pi(); %pasar a grados
end

```

Función nPV.m

```

function [npv] = nPV(Ta,Gb,Gd,Gt,theta,thetaz,beta,...
    Il_st,Io_st,Rs_st,Rsh_st,a_st,mu_isc,Tc_noct,Ac)
%Cálculo de los rendimientos de las instalaciones fotovoltaicas (4.3.1)
%Entradas:
%Ta: temperatura ambiente(°C)
%Gb: radiacion difusa (W/m2)
%Gd: radiación directa (W/m2)
%Gt: radiación en el plano inclinado (W/m2)
%theta: ángulo de incidencia (°)
%thetaz: ángulo cenital (°)
%beta: inclinación (°)
%Il_st: corriente de luz en condiciones estándar (A)
%Io_st: corriente de saturación del diodo en condiciones estándar (A)
%Rs_st: resistencia en serie en condiciones estándar (ohm)
%Rsh_st: resistencia de derivación en condiciones estándar (ohm)
%a_st: modificador del factor de idealidad (V)
%mu_isc: coeficiente de temperatura absoluto de la intensidad
%      de cortocircuito (A/°C)
%Tc_noct: temperatura de la célula en condiciones normales (°C)
%Ac: área de captación del panel fotovoltaico (m2)

%Parámetros asumidos
ro_g=0.2; %reflectividad del suelo de 0.2
nIR=1.526; %índice de refracción para cristal templado (IR aire = 1)
Kc=4; %coeficiente de extinción de la cubierta (cristal 4 m-1)
Lc=3.2e-3; %espesor de la cubierta (para todos los paneles 3.2 mm)
C=0.0002677; %coeficiente de banda para el silicio
Eg_st=1.12; %energía de banda para el silicio (en eV)
k=1.381e-23; %constante de Boltzmann (en J/K)
Tc_st=25; %temperatura de la célula en condiciones estándar (en °C)

npv1=0.09*ones(length(Gt),1); %valor del rendimiento supuesto inicialmente

for i=1:3
%% Cálculo de la temperatura de la célula Tc
Ta_noct=20; %Tª ambiente NOCT de 20°C (Tabla 4.6)
G_noct=800; %Radiación NOCT de 800 W/m2 (Tabla 4.6)
Tc=Ta+(Tc_noct-Ta_noct).*(Gt/G_noct).*(1-npv1/0.9); %(ec. 4.3.20)

%% Cálculo del ratio radiación absorbida (STR)
Gst=1000; %Radiación estándar de 1000 W/m2 (Apartado 4.3.1)

thetaeg=90-0.5788*beta*ones(length(theta),1)...
    +0.002693*(beta*ones(length(theta),1)).^2; %(ec. 4.3.18)
thetaed=59.7-0.1388*beta*ones(length(theta),1)...
    +0.001497*(beta*ones(length(theta),1)).^2; %(ec. 4.3.17)
taualfa_0=(exp(-Kc*Lc))*(1-((nIR-1)/(nIR+1))^2); %(ec. 4.3.14)
Ktab=taualfa(theta,nIR,Kc,Lc)/taualfa_0; %(ec. 4.3.11)
Ktab(Ktab<=0)=0; %Adecuación de Ktab
Ktad=taualfa(thetaed,nIR,Kc,Lc)/taualfa_0; %(ec. 4.3.12)
Ktag=taualfa(thetaeg,nIR,Kc,Lc)/taualfa_0; %(ec. 4.3.13)
Ma=0.935823+0.054289./cos(thetaz*pi()/180)-...
    0.008677./cos(thetaz*pi()/180).^2+0.000527./cos(thetaz*pi()/180).^3-...
    0.000011./cos(thetaz*pi()/180).^4; %(ec. 4.3.10)
Ma(Ma<=0)=0; %Adecuación de Ma
Rb=cos(theta*pi()/180)./cos(thetaz*pi()/180); %(ec. 4.2.2)

```

```

%Adecuación de Rb
Rb (Gt<=0)=0;
Rb (Rb<=0)=0;
Rb (Rb>max (Rb (Gt>10)))=0;
STR=Ma.* (Gb/Gst.*Rb.*Ktab+Gd/Gst.*Ktad*(1+cos(beta*pi()/180))/2+...
    (Gb+Gd)/Gst*ro_g.*Ktag*(1-cos(beta*pi()/180))/2); % (ec. 4.3.9)
%% Cálculo de los parámetros del modelo en las condiciones de operación
Rs=Rs_st*ones (length (Gt),1); % (ec. 4.3.8)
Rsh=Rsh_st*ones (length (Gt),1)./STR; % (ec. 4.3.7)
Eg=Eg_st*(1-C*(Tc-Tc_st)); % (ec. 4.3.6)
Io=Io_st*((Tc+273)/(Tc_st+273)).^3.*exp((1.602e-19/k)*...
    ((Eg_st/(Tc_st+273))-Eg./(Tc+273))); % (ec. 4.3.5) Ta en Kelvin
Il=STR.*(Il_st+mu_isc*(Tc-Tc_st)); % (ec. 4.3.4)
a=a_st*((Tc+273)/(Tc_st+273)); % (ec. 4.3.3) Ta en Kelvin

%% Cálculo del punto de máxima potencia

%Se emplea la función auxiliar f_mp con x1=Imp, x2=Vmp
x0=0.1*ones (length (Gt),2); %Vector con valores iniciales
options=optimoptions ('fsolve', 'Algorithm', 'levenberg-marquardt', ...
    'MaxIterations',200, 'FunctionTolerance',1e-3, ...
    'OptimalityTolerance',1e-3, 'StepTolerance',1e-3);
x=fsolve (@ (x) f_mp (x,Il, Io, a, Rs, Rsh), x0, options);
Imp=x (:,1);
Vmp=x (:,2);
npv=Imp.*Vmp./ (Gt*Ac); % (ec. 4.3.23)
npv (isnan (npv))=0;
npv1=npv;
end
end

```

Función taualfa.m

```
function [ta_theta] = taualfa(theta,nIR,Kc,Lc)
%Cálculo de la expresión taualfa para la radiación absorbida en paneles PV
%nIR: relación de los índice de refracción
%Kc: coeficiente de extinción de la cubierta
%Lc: espesor de la cubierta
%theta en grados
theta=theta*pi()/180; %pasar a radianes
thetar=asin(sin(theta)/nIR); % (ec. 4.3.16)
ta_theta=exp(-(Kc*Lc./cos(thetar)))* (1-0.5*((sin(thetar-theta).^2./...
    sin(thetar+theta).^2)+(tan(thetar-theta).^2./...
    tan(thetar+theta).^2)); % (ec. 4.3.15)
end
```

Función f_mp.m

```
function [F] = f_mp(x,I1,Io,a,Rs,Rsh)
%Función auxiliar para resolver el sistema de ecuaciones no lineales.
F(:,1)=(Io./a.*exp((x(:,2)+x(:,1).*Rs)./a)+1./Rsh)./(1+Rs./Rsh+(Io.*Rs./...
    a.*exp((x(:,2)+x(:,1).*Rs)./a)))-x(:,1)./x(:,2); % (ec. 4.3.21)

F(:,2)=I1-Io.*(exp((x(:,2)+x(:,1).*Rs)./a)-1)...
    - (x(:,2)+x(:,1).*Rs)./Rsh-x(:,1); % (ec. 4.3.22)
end
```

Función nSC.m

```
function [nsc] = nSC(Ta,Gt,mfeq,Leq,betar,Act,hsc,Tscm)
%Cálculo del rendimiento en las instalaciones solares térmicas (4.3.2)
%Entradas:
%Ta: temperatura ambiente (°C)
%Gt: radiación en el plano inclinado (W/m2)
%mfeq: ratio masa equivalente (adimensional)
%Leq: longitud equivalente (m)
%betar: coeficiente óptico (m)
%Act: superficie total de captación (m2)
%hsc: coeficiente térmico (W/°C)
%Tscm: temperatura media del campo de captadores (°C)

nsc=mfeq*(Leq*betar/Act-hsc*(Tscm-Ta)./(Gt*Act)); %% (ec. 4.3.26)

end
```

Función coste.m

```
function [f] = coste(x,c,H,nx,tm)
%Coste de operación de la planta
x=reshape(x',[nx,H]);
f=sum(c'*x(1:10,:))*(tm/60);

end
```


Función nlc.m

```

function [c,ceq] = nlc(x,O,L,Pc,Pd,neh,R,H,S0,nx,tm)
x=reshape(x',[nx,H]);
%Restricciones no lineales
%Leyenda:
%Ei=x(1,:)   Rpvpk=x(2,:)   Rpvcs=x(3,:)   Rscs=x(4,:)   Rscdp=x(5,:)
%Sdp=x(6,:)   Pdp=x(7,:)   Pgh=x(8,:)   Wi=x(9,:)   Bgh=x(10,:)
%Ec=x(11,:)   Cc=x(12,:)   Hcs_c=x(13,:)   Hdp_c=x(14,:)   Hgh_c=x(15,:)
%Wc=x(16,:)   Gc=x(17,:)
%Ed=x(18,:)   Gd=x(19,:)   Hcs_d=x(20,:)   Hdp_d=x(21,:)   Hgh_d=x(22,:)
%Wd=x(23,:)   Bd=x(24,:)
%ve=x(25,:)   vhp=x(26,:)   vac=x(27,:)   vcs=x(28,:)   vgh=x(29,:)
%vdp=x(30,:)   vpl=x(31,:)
%Es=x(32,:)   Cs=x(33,:)   Hcs_s=x(34,:)   Hdp_s=x(35,:)   Hgh_s=x(36,:)
%Ws=x(37,:)   Gs=x(38,:)
%dchp=x(39,:)   dchp= x(40,:)   ddp=x(41,:)
%npvpk=neh(1,:)   npvcs=neh(2,:)   nscs=neh(3,:)   nscdp=neh(4,:)
%nac=neh(5,:)   nchp=neh(6,:)   nhhp=neh(7,:)   npbl=neh(8,:)
%ngh=neh(9,:)   nbbl=neh(10,:)   ngbl=neh(11,:)
%Eo=O(1,:)   Co=O(2,:)   Hcs=O(3,:)   Hdp=O(4,:)   Hgh=O(5,:)
%Wo=O(6,:)   Bo=O(7,:)
%R=[Cac_max';Cac_min';Chp_max',Chp_min';Hhp_max';Hhp_min'];

c=[...
x(27,:).*neh(5,:).*neh(3,:).*x(4,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*x(31,:).*neh(4,:).*x(5,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*x(31,:).*neh(8,:).*x(7,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*neh(10,:).*x(10,:)-R(1,:); % (ec.4.1.29 máx.)
-x(27,:).*neh(5,:).*neh(3,:).*x(4,:)-...
x(27,:).*neh(5,:).*x(31,:).*neh(4,:).*x(5,:)-...
x(27,:).*neh(5,:).*x(31,:).*neh(8,:).*x(7,:)-...
x(27,:).*neh(5,:).*neh(10,:).*x(10,:)+R(2,:); % (ec.4.1.29 mín.)
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*x(1,:)+...
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*neh(1,:).*x(2,:)+...
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*neh(2,:).*x(3,:)-R(3,:); % (ec.4.1.30r máx.)
-x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*x(1,:)-...
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*neh(1,:).*x(2,:)-...
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*neh(2,:).*x(3,:)+R(4,:); % (ec.4.1.30r mín.)
x(40,:).*x(26,:).*neh(7,:).*x(1,:)+...
x(40,:).*x(26,:).*neh(7,:).*neh(1,:).*x(2,:)+...
x(40,:).*x(26,:).*neh(7,:).*neh(2,:).*x(3,:)-R(5,:); % (ec.4.1.30c máx.)
-x(40,:).*x(26,:).*neh(7,:).*x(1,:)-...
x(40,:).*x(26,:).*neh(7,:).*neh(1,:).*x(2,:)-...
x(40,:).*x(26,:).*neh(7,:).*neh(2,:).*x(3,:)+R(6,:); ... (ec.4.1.30c mín.)
];
[n,m]=size(c);
c=reshape(c,[1,n*m]);

ceq=[...
x(25,:).*x(1,:)+x(25,:).*neh(1,:).*x(2,:)+...
x(25,:).*neh(2,:).*x(3,:)+x(18,:)-x(11,)-O(1,); ... (ec. 4.1.1)
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*x(1,:)+...
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*neh(1,:).*x(2,:)+...
x(39,:).*x(26,:).*neh(6,:).*neh(2,:).*x(3,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*neh(3,:).*x(4,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*x(31,:).*neh(4,:).*x(5,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*x(31,:).*neh(8,:).*x(7,:)+...
x(27,:).*neh(5,:).*neh(10,:).*x(10,:)+x(19,)-x(12,)-O(2,); ... (ec.
4.1.2)

```

```

x(40,:) .* x(26,:) .* neh(7,:) .* x(1, :)+...
x(40,:) .* x(26,:) .* neh(7,:) .* neh(1,:) .* x(2, :)+...
x(40,:) .* x(26,:) .* neh(7,:) .* neh(2,:) .* x(3, :)+...
x(28,:) .* neh(3,:) .* x(4, :)+...
x(28,:) .* x(31,:) .* neh(4,:) .* x(5, :)+...
x(28,:) .* x(31,:) .* neh(8,:) .* x(7, :)+...
x(28,:) .* neh(10,:) .* x(10, :)+x(20, :)-x(13, :)-O(3, :);... (ec. 4.1.3)
x(30,:) .* neh(4,:) .* x(5, :)+x(30, :). *neh(8, :). *x(7, :)+...
x(21, :)-x(14, :)-O(4, :). *x(41, :);... (ec. 4.1.4)
x(29, :). *neh(3, :). *x(4, :)+x(29, :). *x(31, :). *neh(4, :). *x(5, :)+...
x(29, :). *x(31, :). *neh(8, :). *x(7, :)+neh(9, :). *x(8, :)+...
x(29, :). *neh(10, :). *x(10, :)+x(22, :)-x(15, :)-O(5, :);... (ec. 4.1.5)
neh(12, :). *x(6, :). *x(41, :)+x(9, :)+x(23, :)-x(16, :)-O(6, :);... (ec. 4.1.6)
neh(11, :). *x(10, :)+x(24, :)-x(17, :)-O(7, :);... (ec. 4.1.7)
[S0,x(32:38,1:H-1)]-L.*[S0,x(32:38,1:H-1)]+Pc*x(11:17, :)/(60/tm)-
Pd*x(18:24, :)/(60/tm)-x(32:38, :);... (ec. 4.1.14)
x(11:17, :). *x(18:24, :);... (ec. 4.1.38)
x(25, :)+x(26, :)-1;... (ec. 4.1.35)
x(27, :)+x(28, :)+x(29, :)-1;... (ec. 4.1.36)
x(30, :)+x(31, :)-1;... (ec. 4.1.37)
x(39, :)+x(40, :)-1;... (ec. 4.1.39)
];
[n,m]=size(ceq);
ceq=reshape(ceq,[1,n*m])';
end

```