



TESIS DOCTORAL

**INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA
INDUSTRIA DEL CORCHO**

MARÍA JOSEFA TRINIDAD LOZANO

**PROGRAMA DE DOCTORADO EN MODELIZACIÓN Y EXPERIMENTACIÓN
EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA POR LA UNIVERSIDAD DE EXTREMADURA**

Conformidad de la directora Dña. Irene Montero Puertas y la codirectora Dña. María Teresa Miranda García-Cuevas

Esta tesis cuenta con la autorización de la directora y codirectora de la misma y de la Comisión Académica del programa. Dichas autorizaciones constan en el Servicio de la Escuela Internacional de Doctorado de la Universidad de Extremadura

2022

A Claudia e Ismael.

AGRADECIMIENTOS

A las doctoras D^a. María Teresa Miranda García-Cuevas y D^a. Irene Montero Puertas por su tutela, por su paciencia y por el gran esfuerzo invertido en el desarrollo de este trabajo, sin su apoyo y comprensión no hubiera sido posible.

A mis compañeros Raquel García, Santiago Cuéllar, Matilde Fernández y Adrián Montero, por ayudarme en la parte experimental y haber trabajado conjuntamente para que este trabajo se haya podido realizar satisfactoriamente.

A la “Agrupación Sanvicenteña de Empresarios del Corcho (ASECOR)” y a todas las empresas que han colaborado facilitando datos de sus industrias y permitiendo visitas in situ a las mismas, y en especial a la empresa Natural Cork y a su gerente Sergio Borrega, por su total disposición, cooperación y ayuda para la instalación del prototipo solar y la ejecución de los ensayos llevados a cabo.

Al “Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de Extremadura (CICYTEX)” que posibilitó la realización de este trabajo en el marco del proyecto “IDERCEXA_ Investigación, Desarrollo y Energías Renovables para la mejora del tejido empresarial en Centro, Extremadura y Alentejo” cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional FEDER a través del Programa Interreg V-A España-Portugal (POCTEP).

A mi familia, en especial a mis hijos, a sus abuelos y a mi marido, que han aguantado con paciencia todo el tiempo dedicado a la realización de esta tesis.

Índice

Índice.....	vii
Índice de figuras	xiii
Índice de tablas	xix
Abstract.....	xxix
Resumen.....	xxx
1 Introducción.....	31
1.1 Antecedentes.....	31
1.2 Alcance del trabajo.....	42
1.3 Objetivos del trabajo	43
2 Industrias preparadoras de corcho	44
2.1 El alcornocal y el corcho.....	44
2.2 Descripción general del proceso agroindustrial del corcho	46
2.2.1 La saca del corcho	46
2.2.2 Estabilización del corcho bruto	46
2.2.3 Cocido	47
2.2.4 Retaceo, calibrado y escogido.....	47
2.2.5 Fabricación de aglomerados	47
2.2.6 Selección y terminación	47
2.3 Tipologías de industrias corcheras y procesos	48
2.4 Industria preparadora y operación de cocido.....	51
3 Sistemas solares para generación de calor de procesos.....	55
3.1 Introducción	55
3.2 Tecnologías solares	55
3.2.1 Tecnologías solares sin seguimiento.....	56
3.2.1.1 Colector de placa plana	56
3.2.1.2 Colectores parabólicos compuestos	56
3.2.1.3 Colector solar de tubos de vacío.....	57
3.2.2 Tecnologías solares con seguimiento	57
3.2.2.1 Sistemas de foco puntual.....	58
3.2.2.2 Sistemas de foco lineal.....	59
3.2.2.3 Comparativa entre colector lineal Fresnel y cilindroparabólico.....	60
3.2.3 Colector lineal tipo Fresnel.....	63
3.2.3.1 Esquema general.....	63

3.2.3.2	Principio de funcionamiento	64
3.2.3.3	Orientación e inclinación de colector Fresnel	66
3.2.3.4	Perdidas que afectan al rendimiento de un colector Fresnel.....	67
3.3	Integración del calor solar en los procesos industriales	68
3.3.1	Demanda de calor en la industria. Procesos y temperaturas	68
3.3.2	Puntos y conceptos de integración	70
3.3.3	Criterios de integración.....	72
3.3.4	Metodología de evaluación para la integración.....	73
3.3.5	Consumidores de calor industrial y tipologías de integración.....	75
3.4	Tecnologías de acumulación	79
3.5	Diseño de sistemas solares térmicos para aplicación en procesos industriales	81
3.5.1	Estimación de demanda de la industria y sus operaciones	81
3.5.2	Energía consumida en una operación	82
3.5.3	Caracterización de los perfiles horarios de las operaciones.....	82
3.5.4	Magnitud y perfil de la demanda.....	82
3.6	Evaluación del recurso solar y otras variables ambientales	84
3.6.1	Fuentes de información de recurso solar.....	84
3.6.2	Radiación e Irradiancia	85
3.6.3	Localización geográfica. Inclinación y sombras	87
3.7	Condiciones de contorno.....	87
3.7.1	Condiciones ambientales: temperatura ambiental y otros condicionantes.....	87
3.7.2	Precio de la energía.....	87
3.7.3	Espacio disponible	88
3.8	Selección de tecnología solar.....	89
3.9	Predimensionado y simulación de un campo solar.....	90
4	Materiales y métodos	94
4.1	Introducción	94
4.2	Análisis del sector corchero con potencial de aplicación solar.....	94
4.2.1	Datos generales	95
4.2.2	Proceso productivo	95
4.2.3	Datos de producción.....	95
4.2.4	Análisis energético.....	96
4.3	Industrias preparadoras de corcho en plancha.....	96
4.3.1	Análisis de número y ubicación de industrias preparadoras.....	96
4.3.2	Volumen de producción.....	97

4.3.3	Quemadores y consumos de pellets	98
4.3.4	Régimen de funcionamiento.....	99
4.4	Estudio de perfil térmico de industria preparadora.....	99
4.4.1	Sistema de adquisición de datos	100
4.4.2	Medición de variables	102
4.4.3	Estudio de día tipo de cocción.....	102
4.4.4	Estudio de un día tipo de llenado	104
4.4.5	Consumo energético y rendimiento del sistema.....	104
4.4.6	Estudio demanda térmica mensual y anual	105
4.4.7	Volúmenes medios, máximos y mínimos	105
4.5	Prediseño de prototipo solar en industria corchera.....	106
4.5.1	Prediseño	106
4.5.2	Determinación de colectores y volumen de acumulación	109
4.5.3	Diseño del almacenamiento.....	112
4.6	Esquema definitivo e instalación de prototipo solar en industria corchera.....	113
4.6.1	Esquema definitivo	113
4.6.2	Componentes e instalación	116
4.6.3	Sistema de control y gestión energética del prototipo.....	120
4.7	Ensayos de prototipo	124
4.7.1	Planificación de periodos de ensayos y variables de estudio	124
4.7.1.1	Variables meteorológicas.....	125
4.7.1.2	Radiación solar.....	126
4.7.2	Tipología de ensayos.....	129
4.7.3	Modos de operación para ensayos.....	130
4.7.4	Registro de datos	133
4.7.5	Calendario de ensayos.....	134
4.7.6	Ensayo tipo 1.1	135
4.7.7	Ensayo tipo 1.2	137
4.7.8	Ensayo tipo 1.3	137
4.7.9	Ensayo tipo 2	138
4.7.10	Ensayo tipo 3.....	139
4.8	Análisis económico.....	139
4.8.1	Inversión inicial.....	140
4.8.2	Costes de operación y mantenimiento	141
4.8.3	Reducción de consumo energético con sistema solar	141

4.8.4	Índice de precio de la biomasa (IPB)	143
4.8.5	Subvenciones y financiación	143
4.8.6	Evaluación de la inversión	144
5	Resultados y discusión.....	145
5.1	Análisis del sector corchero con potencial de aplicación solar.....	145
5.1.1	Datos generales	145
5.1.2	Proceso productivo	146
5.1.3	Datos de producción.....	147
5.1.4	Análisis energético.....	148
5.2	Industrias preparadoras de corcho en plancha.....	150
5.2.1	Análisis de número y ubicación de industrias preparadoras.....	150
5.2.2	Volumen de producción de las empresas preparadoras.....	153
5.2.3	Quemadores y consumos de pellets	155
5.2.4	Régimen de funcionamiento.....	156
5.3	Estudio de demanda térmica mediante monitorización	159
5.3.1	Estudio de día tipo de cocción.....	159
5.3.2	Estudio de un día tipo de llenado	163
5.3.3	Consumo energético y rendimiento del sistema.....	163
5.3.4	Estudio demanda térmica mensual y anual	165
5.3.5	Volúmenes medios, máximos y mínimos	166
5.4	Prediseño de prototipo solar en industria corchera.....	168
5.4.1	Determinación de colectores y volumen de acumulación	168
5.4.2	Diseño del almacenamiento.....	174
5.5	Ensayos del prototipo	175
5.5.1	Calendario de ensayos.....	175
5.5.2	Ensayo tipo 1.1	178
5.5.3	Ensayo tipo 1.2	182
5.5.4	Ensayo tipo 1.3	186
5.5.5	Ensayo tipo 2	194
5.5.6	Ensayo tipo 3	204
5.6	Análisis económico	212
5.6.1	Inversión inicial.....	213
5.6.2	Costes de operación y mantenimiento	214
5.6.3	Reducción de consumo energético.....	214
5.6.4	Evaluación de la inversión	216

6	Conclusiones y líneas futuras	218
6.1	Conclusiones globales	218
6.2	Conclusiones referentes a las industrias preparadoras de corcho como potenciales usuarias de la tecnología ensayada.....	218
6.3	Conclusiones referentes al proceso térmico que tiene lugar en la industria	219
6.4	Conclusiones referentes al diseño solar, montaje y puesta en marcha del prototipo.....	219
6.5	Conclusiones referentes a los ensayos realizados	220
6.6	Conclusiones referentes al análisis económico.....	221
6.7	Líneas futuras.....	222
7	Bibliografía	224

Índice de figuras

Figura 1. Industrias identificadas con potencial de aplicación.	34
Figura 2. Número de industrias localizadas por sector.	34
Figura 3. Estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según cinco zonas climáticas.	38
Figura 4. Distribución mundial de producción de corcho.	39
Figura 5. Prototipo solar CCstar.	41
Figura 6. Planta de cocción de corcho y sistema de evaporación y secado.	41
Figura 7. Área de distribución mundial del alcornoque.	44
Figura 8. Alcornoque y corcho.	44
Figura 9. Emisiones de CO ₂ (g)/1000 cierres.	45
Figura 10. Flujo de materia prima.	49
Figura 11. Esquema de proceso de industria preparadoras.	49
Figura 12. Esquema de proceso de industria transformadora (tapón natural semielaborado).	50
Figura 13. Esquema de proceso de industria terminadora (tapón natural).	50
Figura 14. Esquema de proceso de industria de fabricación de granulado.	51
Figura 15. Esquema de proceso de industria de fabricación de barras y tapón de aglomerado.	51
Figura 16. Equipos de cocción de corcho: (a) caldera tradicional; (b) autoclaves cerrados, sistema no tradicional.	53
Figura 17. Caldera clásica de cocido de corcho.	54
Figura 18. Clasificación de los colectores solares atendiendo al seguimiento.	56
Figura 19. Sistemas de concentración de foco puntual.	59
Figura 20. Sistemas de concentración de foco lineal.	60
Figura 21. Elementos de un colector Fresnel.	63
Figura 22. Ilustración de tubo absorbedor.	64
Figura 23. Tipos de diseño reflector secundario.	64
Figura 24. Principio de seguimiento de los colectores lineales Fresnel.	64
Figura 25. Reflectores Fresnel ideales para la radiación perpendicular.	65
Figura 26. Reflectores Fresnel ideales para las incidencias atípicas.	65

Figura 27. Sistema mecánico para seguimiento del sol en diferentes posiciones.	66
Figura 28. Orientación e inclinación espejos.	67
Figura 29. Diagrama de pérdidas ópticas.	67
Figura 30. Esquema de integración de energía solar en industria.....	71
Figura 31. Sistema genérico de calor solar con precalentamiento.	71
Figura 32. Sistema de generación indirecta de vapor.	72
Figura 33. Clasificación de consumidores industriales de calor.	76
Figura 34. Configuraciones nivel de suministro con vapor SL_S.	77
Figura 35. Configuraciones nivel de suministro con vapor SL_L.	78
Figura 36. Configuraciones nivel de proceso con intercambiador de calor externo PL_E.	78
Figura 37. Configuraciones nivel de proceso con intercambiador de calor interno PL_I.	79
Figura 38. Configuraciones suministro de vapor a nivel de proceso con presión reducida PL_S.	79
Figura 39. Tipos de interacumuladores.	80
Figura 40. Acumuladores según estratificación.	80
Figura 41. Grado de inclinación de un colector según la estación.	84
Figura 42. Demanda térmica y oferta solar para un día concreto.	86
Figura 43. Esquema obstáculo generador de sombra.	88
Figura 44. Tecnologías de colectores solares según temperatura de operación y de proceso.	89
Figura 45. Esquema de sistema de registro y adquisición de datos en caldera.	101
Figura 46. Fotografías del sistema de registro de datos.	101
Figura 47. Esquema inicial de prediseño de la instalación Fresnel en el proceso de cocido de corcho.	108
Figura 48. Esquema simplificado de la integración SL_L_S_PH.	109
Figura 49. Esquema definitivo del prototipo solar Fresnel para la instalación corchera.	114
Figura 50. Vista en 3D de los volúmenes de la instalación.	115
Figura 51. Vista en 3D de los volúmenes de la parte hidráulica.	115
Figura 52. Vista en 3D de la conexión a la caldera de cocido.....	116
Figura 53. Montaje de colectores lineales Fresnel.....	118
Figura 54. Elementos de la instalación diseñada.....	119
Figura 55. Colector Fresnel instalado en la corchera.....	119

Figura 56. Cuadro de control del prototipo solar Fresnel.	122
Figura 57. Pantalla principal del sistema de control del prototipo.	123
Figura 58. Pantalla de “Control primario y colectores”.	123
Figura 59. Pantalla de “Control secundario”.	124
Figura 60. Distribución mensual de la temperatura ambiente.	125
Figura 61. Envoltorio de temperaturas ambientes durante el transcurso del año.	126
Figura 62. Precipitación media durante los meses del año.	126
Figura 63. Relación mensual entre la radiación global y difusa.	127
Figura 64. Radiación global diaria.	127
Figura 65. Duración de la radiación solar (en horas diarias).	127
Figura 66. Esquema simplificado de integración el prototipo en la industria.	130
Figura 67. Calentamiento depósito 1000 litros. Ensayo Tipo 1.1.	131
Figura 68. Calentamiento depósito 5000 litros. Ensayo Tipo 1.2.	131
Figura 69. Calentamiento de ambos depósitos. Ensayo Tipo 1.3.	132
Figura 70. Descarga a caldera de cocción sin intercambio con primario. Ensayos Tipo 2 y 3.	132
Figura 71. Descarga a caldera de cocción con intercambio con primario. Ensayos Tipo 2 y 3.	132
Figura 72. Programa informático implementado para el análisis de variables del prototipo.	134
Figura 73. Precio medio anual del Pellet.	143
Figura 74. Esquema simplificado industrias preparadoras: Z, S y X.	146
Figura 75. Industria de fabricación de tapón natural V.	146
Figura 76. Industria de fabricación de tapón granulado T.	147
Figura 77. Industrias preparadoras en España.	151
Figura 78. Industrias preparadoras según tipo de combustible.	151
Figura 79. Industrias preparadoras según tipo de quemador.	151
Figura 80. Industrias preparadoras por localidades en la provincia Badajoz.	152
Figura 81. Industrias preparadoras según localidad y tipo de combustible en Badajoz.	152
Figura 82. Industrias preparadoras por localidades en la provincia Cáceres.	153
Figura 83. Industrias preparadoras según localidad y tipo de combustible en Cáceres.	153
Figura 84. Evolución de la temperatura T_{s1} que marca el número de calderadas al día.	159

Figura 85. Duración de calderadas de cocción y volumen por calderada.	160
Figura 86. Temperaturas máximas y mínimas durante cocción.	160
Figura 87. Incrementos de temperaturas en el vaso de cocción.	161
Figura 88. Demandas térmicas.	162
Figura 89. Volúmenes de aporte.	163
Figura 90. Volúmenes medios de llenado.	168
Figura 91. Perfil de demanda térmica por día de la semana y mes.	169
Figura 92. Perfil de demanda térmica semanal.	170
Figura 93. Año de retorno/ N° Módulos.	172
Figura 94. TIR(%) / N°Módulos/ Volumen.	173
Figura 95. % Utilización Global / N° Módulos / Volumen.	174
Figura 96. Temperaturas máximas del depósito de 1.000 l.	179
Figura 97. Rampas de calentamiento del depósito de 1.000 l.	180
Figura 98. Temperaturas máximas del depósito de 5.000 l.	183
Figura 99. Rampas de calentamiento del depósito de 5.000 l.	183
Figura 100. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Bajo_Febrero.	187
Figura 101. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Medio_octubre.	189
Figura 102. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Medio_Abril_Mayo.	191
Figura 103. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Alto_Mayo.	192
Figura 104. Gráficos de calentamiento P. Radiación Alto_Junio.	193
Figura 105. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Alto_Inicio septiembre.	193
Figura 106. Gráficos de calentamiento P. Radiación Medio_Mediados septiembre.	194
Figura 107. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 24_11_2019.	196
Figura 108. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 15_12_2019.	196
Figura 109. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 06_01_2020.	197
Figura 110. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 26_01_2020.	197
Figura 111. Ensayo tipo 2. Periodo radiación medio 11_03_2020.	198
Figura 112. Ensayo tipo 2. Periodo radiación medio 16_04_2020.	199
Figura 113. Ensayo tipo 2. Periodo radiación medio 21_10_2020.	199

Figura 114. Ensayo tipo 2. Periodo radiación alto 05_05_2020.....	200
Figura 115. Ensayo tipo 2. Periodo radiación alto 24_09_2020.....	201
Figura 116. Temperaturas en caldera con y sin aporte solar.	203
Figura 117. Incrementos de temperatura en caldera con aporte solar.	203
Figura 118. Ensayo tipo 3. Periodo radiación bajo.....	207
Figura 119. Ensayo tipo 3. Periodo radiación medio.	209
Figura 120. Ensayo tipo 3. Periodo radiación alto.	211

Índice de tablas

Tabla 1. Coeficiente regional de especialización empresarial 2012 – Agroalimentación.	37
Tabla 2. Distribución mundial de superficie de alcornocal.	38
Tabla 3. Rangos de temperaturas para diferentes procesos industriales.....	69
Tabla 4. Criterios de Pre-integración.	72
Tabla 5. Criterios Post-integración.	73
Tabla 6. Metodología de evaluación para la integración del calor solar.	73
Tabla 7. Resumen de conceptos de integración.	77
Tabla 8. Datos determinantes en el punto de diseño.	91
Tabla 9. Ficha de datos de producción inicial.	95
Tabla 10. Ficha de datos análisis energético.	96
Tabla 11. Ficha de datos de cocción para las industrias preparadoras.	98
Tabla 12. Ficha de datos del proceso industrial en las industrias preparadoras.	98
Tabla 13. Ficha de datos de quemadores de pellets y consumos en las industrias preparadoras analizadas	98
Tabla 14. Ficha de datos para dos industrias preparadoras tipo.	99
Tabla 15. Ficha de datos régimen de funcionamiento.	99
Tabla 16. Variables y canales de medición.....	102
Tabla 17. Listado de componentes.	120
Tabla 18. Datos de resultados de Meteonorm para la ubicación del prototipo Fresnel.	128
Tabla 19. Periodo de radiación bajo.....	128
Tabla 20. Periodo de radiación medio.....	129
Tabla 21. Periodo de radiación alto.....	129
Tabla 22. Variables registradas por el sistema.....	133
Tabla 23. Valores anotados diariamente en estadillo.	134
Tabla 24. Tipologías de empresas analizadas.	145
Tabla 25. Datos de producción de las cinco industrias corcheras analizadas.....	148
Tabla 26. Análisis energético de las industrias corcheras analizadas.....	149
Tabla 27. Datos de cocción de las empresas preparadoras de estudio.	154
Tabla 28. Datos de volúmenes de producción de las industrias preparadoras.....	155

Tabla 29. Datos de quemadores y consumos de pellets de las industrias preparadoras.	155
Tabla 30. Datos de la industria preparadora D.	156
Tabla 31. Datos de funcionamiento de un día tipo para la industria D.	157
Tabla 32. Datos de la industria preparadora E.	158
Tabla 33. Datos de funcionamiento de un día tipo para la industria E.	158
Tabla 34. Datos de volúmenes y temperaturas de agua introducida en la caldera para la cocción.	161
Tabla 35. Demandas térmicas de un día tipo de cocción en una industria preparadora.	162
Tabla 36. Demanda térmica de un día de llenado.	163
Tabla 37. Consumo energético y rendimiento del sistema.	164
Tabla 38. Consumo energético por kg de corcho.	165
Tabla 39. Demanda térmica de un día tipo de cocción mensual.	165
Tabla 40. Demanda térmica de un día tipo de llenado mensual.	165
Tabla 41. Demanda térmica mensual y anual.	166
Tabla 42. Volúmenes medios, máximos y mínimos de recebo diarios.	167
Tabla 43. Volúmenes de reposición total de agua.	167
Tabla 44. Perfil de demanda semanal. Valores totales.	169
Tabla 45. Perfil de demanda semanal. Valores porcentuales.	170
Tabla 46. Perfil demanda anual. Valores porcentuales.	171
Tabla 47. Simulaciones realizadas en Ressspi.	171
Tabla 48. Datos obtenidos de las simulaciones. Aprovechamiento económico.	172
Tabla 49. Datos obtenidos de las simulaciones. Aprovechamiento energético.	173
Tabla 50. T1.2 según radiación media en periodo de radiación bajo.	175
Tabla 51. T 1.2 según radiación media en periodo de radiación medio.	175
Tabla 52. T 1.2 según radiación media en periodo de radiación alto.	175
Tabla 53. N° de días según periodo de radiación y radiación solar global media.	176
Tabla 54. N° de días Rad.Med>400 W/m ²	176
Tabla 55. Días de ensayos tipo 1.1.	177
Tabla 56. Días de ensayos tipo 1.2.	177
Tabla 57. Días de ensayos tipo 1.3.	177

Tabla 58. Días de ensayos tipo 2.....	178
Tabla 59. Días de ensayos tipo 3.....	178
Tabla 60. Datos de calentamiento del depósito de 1.000 l para los diferentes ensayos realizados.....	179
Tabla 61. Valores medios de calentamiento del depósito de 1.000 l.....	180
Tabla 62. Datos de enfriamiento del depósito de 1.000 l.....	181
Tabla 63. Valores medios de enfriamiento del depósito de 1.000 l.....	181
Tabla 64. Datos de calentamiento del depósito de 5.000 l.....	182
Tabla 65. Valores medios de calentamiento del depósito de 5.000 l.....	184
Tabla 66. Datos de enfriamiento del depósito de 5.000 l.....	185
Tabla 67. Valores medios de enfriamiento del depósito de 5.000 l.....	185
Tabla 68. Datos de calentamiento en periodo bajo del conjunto de 1.000 l+5.000 l.....	186
Tabla 69. Datos de calentamiento en periodo medio (octubre) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.....	188
Tabla 70. Datos de calentamiento en periodo medio (abril-mayo) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.....	190
Tabla 71. Datos de calentamiento en periodo alto (mayo) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.....	192
Tabla 72. Datos de calentamiento en periodo alto (junio) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.....	193
Tabla 73. Datos de calentamiento en periodo alto (inicio septiembre) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.....	193
Tabla 74. Datos de calentamiento en periodo alto (mediados septiembre) del conjunto de 1.000l+5.000l.....	194
Tabla 75. Datos de ensayos tipo 2_periodo de radiación bajo.....	195
Tabla 76. Datos de ensayos tipo 2_periodo de radiación medio.....	198
Tabla 77. Datos de ensayos tipo 2_periodo de radiación alto.....	200
Tabla 78. Variación de temperatura T8.....	201
Tabla 79. Incremento de la temperatura en la caldera con agua precalentada del sistema solar.....	202
Tabla 80. Incremento temperatura alcanzable en caldera con modificación.....	202
Tabla 81. Valores de temperaturas ensayo tipo 3. Periodo radiación bajo.....	206
Tabla 82. Valores de temperaturas ensayo tipo 3. Periodo radiación medio.....	208
Tabla 83. Valores de temperaturas ensayo tipo 3. Periodo radiación alto.....	210
Tabla 84. Valores medios de las temperaturas de entrada a caldera y del incremento conseguido con el aporte solar.....	212
Tabla 85. Costes de inversión de tecnología Fresnel LFC _{min} y LFC _{max}	213
Tabla 86. Costes de inversión de tecnología Fresnel “Shackleton”.....	213

Tabla 87. Consumo Energético Anual sin aporte solar.	214
Tabla 88. Porcentaje de días de uso solar.	214
Tabla 89. Demanda térmica por renovación de agua por calderada de los depósitos solares ($D_{renov\ depos.solar}$).	214
Tabla 90. Demanda térmica por renovación de agua por calderada de depósito existente ($D_{renov\ depos.fabrica}$).	215
Tabla 91. Demanda térmica por llenado agua de caldera de los depósitos solares ($D_{llenado\ depos.solar}$).	215
Tabla 92. Demanda térmica por llenado agua de caldera de depósito existente ($D_{llenado\ depos.fabrica}$).	215
Tabla 93. Demanda térmica del agua contenida en caldera ($D_{agua\ caldera}$).	215
Tabla 94. Consumo energético anual con aporte solar.	216
Tabla 95. Valores del estudio económico.	216

Nomenclatura

Símbolo	Definición	Unidades
T_{i1}	Temperatura Sonda PT100 Inferior izquierda	°C
T_{i2}	Temperatura Sonda PT100 Inferior derecha	°C
T_{m1}	Temperatura Sonda PT100 Intermedia izquierda	°C
T_{m2}	Temperatura Sonda PT100 Intermedia derecha	°C
T_{s1}	Temperatura Sonda PT100 Superior izquierda	°C
T_{s2}	Temperatura Sonda PT100 Superior derecha	°C
T_{m1-2}	Temperatura media de las sondas intermedias izquierdas y derechas	°C
T_{i1-2}	Temperatura media de las sondas inferiores izquierdas y derechas	°C
ΔT_s intermedias	Incremento de temperatura de las sondas intermedias	°C
ΔT_s inferiores	Incremento de temperatura de las sondas inferiores	°C
ΔT_{medio}	Incremento de temperatura del volumen de agua en la caldera	°C
V_{dep}	Volumen de agua añadido a la caldera procedente del depósito en cada	l
V_{poz}	Volumen de agua añadido a la caldera procedente del pozo en cada	l
$V_{dep f}$	Volumen Contador Agua Depósito fin de una calderada	l
$V_{poz f}$	Volumen Contador Agua Pozo fin de una calderada	l
$V_{dep i}$	Volumen Contador Agua Depósito inicio de una calderada	l
$V_{poz i}$	Volumen Contador Agua Pozo inicio de una calderada	l
V_c	Volumen de agua añadido durante cada calderada	l
$T_{m dep}$	Temperatura media del agua procedente del depósito	°C
$T_{m poz}$	Temperatura media del agua procedente del pozo	°C
T_{amb}	Temperatura Ambiente	°C
H_r	Humedad Relativa Ambiente	%
$D_{día tipo}$	Demanda térmica día tipo de cocción	kWh
$D_{calderada}$	Demanda térmica de cada calderada	kWh
$D_{agua caldera}$	Demanda térmica del agua en caldera	kWh
$D_{renov poz}$	Demanda térmica del agua nueva de renovación procedente de pozo	kWh
$D_{renov depos}$	Demanda térmica del agua nueva de renovación procedente de depósito	kWh
ρ	Densidad del agua	kg/l
C_p	Calor específico	kWh/l·°C
$D_{llenado}$	Demanda térmica de un día de llenado	kWh
M_{pellet}	Consumo de pellet	kg
P_c	Poder calorífico	kWh/kg
Q_{corcho}	Cantidad de corcho cocido cada día	kg
C_{e_kg}	Consumo energético por kilogramo de corcho	kWh/kg
D_{mes}	Demanda térmica de cada mes	kWh
$N^{\circ}_{días tipo}$	Número de días que se realiza cocido tipo en cada mes	día
$N^{\circ}_{días llenado}$	Número de días que se realiza llenado de caldera en cada mes	día
D_{anual}	Demanda térmica anual del proceso	kWh
$V_{i cal}$	Valor medio diario de los valores de los volúmenes por calderada	l
$V_{m_mes_rep}$	Valor de volumen medio por calderada mes	l
$V_{máx_mes_rep}$	Valor del mayor volumen añadido en cada calderada/día/mes	l
$V_{mín_mes_rep}$	Valor del menor volumen añadido en cada calderada/día/mes	l
$V_{m_año_rep}$	Media anual de $V_{m_mes_rep}$	l

V _{máx_año_rep}	Media anual de V _{máx_mes_rep}	l
V _{mín_año_rep}	Media anual de V _{mín_mes_rep}	l
B1	Bomba solar primario	-
B2	Bomba del secundario	-
T1.1	Temperatura entrada lazo solar	°C
T1.2	Temperatura salida lazo solar	°C
T1.2. _{máx}	Temperatura máxima alcanzada en la salida del lazo solar	°C
T1.2. _{mín}	Temperatura mínima alcanzada en la salida del lazo solar	°C
T1.2. _{media}	Valor medio de temperatura T1.2	°C
T2	Temperatura depósito 5.000 litros	°C
T3	Temperatura depósito 1.000 litros	°C
EV1	Válvula de 3 vías	-
EV2	Válvula de 3 vías	-
EV3	Válvula de 3 vías	-
B3	Bomba de carga de presión	-
Gh	Radiación global mensual	kWh/m ²
Dh	Radiación difusa mensual	kWh/m ²
Bn	Radiación directa normal mensual	kWh/m ²
h	Duración de la radiación solar	h
T4	Temperatura depósito existente en fábrica	°C
T5	Temperatura agua fría entrada en secundario	°C
T6	Temperatura agua caliente vertida a balsa cocción	°C
T7	Temperatura sonda superior balsa de cocción	°C
T8	Temperatura sonda inferior balsa de cocción	°C
P_T11	Presión circuito primario	bar
P_T12	Presión circuito secundario	bar
T_AMB	Temperatura ambiente	°C
CAUDAL_E1	Caudal flujo primario	l/h
CAUDAL_E2	Caudal flujo vertido a balsa de cocción	l/h
ENERGÍA_E1	Energía acumulada primario	MWh
ENERGÍA_E2	Energía acumulada vertida a balsa de cocción	MWh
EV1_POS1	Posición electroválvula hacia deposito 5000 L	0/1
EV1_POS2	Posición electroválvula hacia deposito 1000 L	0/1
B2_RUN	Funcionamiento de bomba de secundario	0/1
B3_RUN	Funcionamiento de bomba de llenado	0/1
T amb. MÁX	Temperatura ambiente máxima	°C
T amb. MIN	Temperatura ambiente mínima	°C
T1.2. MAX	Temperatura máxima alcanzada en la salida del lazo solar	°C
T2 MIN	Temperatura mínima en depósito de 5000l	°C
T2 MAX	Temperatura máxima en depósito de 5000l	°C
T3 MIN	Temperatura mínima en depósito de 1000l	°C
T3 MAX	Temperatura máxima en depósito de 1000l	°C
T7 MAX	Temperatura máxima sonda superior balsa de cocción	°C
T8 MAX	Temperatura máxima sonda inferior balsa de cocción	°C
RADIACIÓN MEDIA	Promedio de la Radiación Solar Global diaria medida en el piranómetro	W/m ²

$T3_{MAX}$	Temperatura máxima alcanzada en el depósito de 1.000 litros	°C
Hora $T3_{MAX}$	Hora a la que se alcanza la $T3_{MAX}$	-
$T3_{MIN}$	Temperatura máxima alcanzada en el depósito de 1.000 litros	°C
Hora $T3_{MIN}$	Hora a la que se alcanza la $T3_{MIN}$	-
$HORA_{fin\ rad.solar}$	Hora de finalización del día donde la radiación solar tenía un valor de cero	-
$T3_{noche}$	Temperatura a la que se encontraba el depósito de 1.000 l a la $HORA_{fin}$	°C
$HORA_{inicio\ rad.solar}$	Hora de inicio del día en que la radiación solar tenía un valor distinto de	-
$T3_{día}$	Temperatura a la que se encontraba el depósito de 1.000 l a la $HORA_{inicio}$	°C
$T2_{MAX}$	Temperatura máxima alcanzada en el depósito de 5.000 litros	°C
Hora $T2_{MAX}$	Hora a la que se alcanza la $T2_{MAX}$	-
$T2_{MIN}$	Temperatura máxima alcanzada en el depósito de 5.000 litros	°C
Hora $T2_{MIN}$	Hora a la que se alcanza la $T2_{MIN}$	-
$HORA_{fin\ rad.solar}$	Hora de finalización del día donde la radiación solar tenía un valor de cero	-
$T2_{noche}$	Temperatura a la que se encontraba el depósito de 5.000 l a la $HORA_{fin}$	°C
$HORA_{inicio\ rad.solar}$	Hora de inicio del día en que la radiación solar tenía un valor distinto de	-
$T2_{día}$	Temperatura a la que se encontraba el depósito de 5.000 l a la $HORA_{inicio}$	°C
VMB	Válvula manual de descarga	-
$T8_{máx}$	Valor de $T8$ al inicio del llenado de la caldera	°C
$T8_{final}$	Valor de $T8$ tras el llenado y estabilización	°C
$\Delta T8_{media}$	Diferencia entre $T8_{máx}$ y $T8_{final}$	°C
$T8^{\circ}C_{final_media}$	Valor medio de $T8_{final}$ para cada periodo de radiación	°C
$\Delta T_{caldera}$	Incremento de temperatura en caldera debido al aporte solar	°C
$\Delta T_{caldera_medio}$	Valor medio de $\Delta T_{caldera}$	°C
$\Delta T_{caldera_modif}$	Incremento de temperatura en caldera debido al aporte solar con	°C
$\Delta T_{caldera_medio_modif}$	Valor medio de $\Delta T_{caldera_modif}$	°C
TIR	Tasa Interna de Retorno	%
VAN	Valor Actual Neto	€
PR	Periodo de Retorno	años
$CEA_{sin\ aporte\ solar}$	Coste energético anual de la instalación sin aporte de energía solar	kWh
$CEA_{con\ aporte\ solar}$	Coste energético anual de la instalación con aporte de energía solar	kWh
$DT_{térmica\ Anual}_{con\ aporte}$	Demanda térmica anual con aporte solar	kWh
$D_{mes\ con\ aporte\ solar}$	Demanda mensual con aporte solar	kWh
$D_{renov\ depos.solar}$	Demanda térmica renovación agua por calderada de los depósitos solares	kWh
$D_{renov\ depos.fábrica}$	Demanda térmica renovación agua por calderada de depósito existente	kWh
$D_{llenado\ depos. solar}$	Demanda térmica llenado agua de caldera de los depósitos solares	kWh
$D_{llenado\ depos.fábrica}$	Demanda térmica llenado agua de caldera de depósito existente	kWh
% Días	Porcentaje de días útiles	%
% días uso solar	Cociente entre el %Días y el número de días en alcanzar la temperatura de	%
Fracción solar anual	Porcentaje de la demanda que se abastece con energía solar	%
A	Coste de la inversión	€
k	Tasa de descuento	%
Q_n	Flujo de caja anual	€
CM	Coste anual de operación y mantenimiento	€
k_{TIR}	Tasa de descuento que representa la TIR	%

Abreviaturas

ACS: Agua caliente sanitaria

ADRASE: Acceso a Datos de Radiación Solar de España

AEMET: Agencia Estatal de Meteorología

ASECOR: Clúster del Corcho_Agrupación Sanvicenteña de Empresarios del Corcho

AVEBIOM: Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa

CELIEGE: Federación Europea del Corcho

CICYTEX: Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de Extremadura

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CIPT: Código Internacional de Buenas Prácticas Taponeras

CMNUCC: Convención Marco sobre Cambio Climático

CM-SAF: Climate Satellite Application Facilities

CNAE: Clasificación Nacional de Actividades Económicas

CSFMSC: Curved Slats Fixed Mirror Solar Concentrator

DGTREN: Dirección General de Transporte y Energía

EE: Energía eléctrica

ER: Energía eléctrica reactiva

ERGOSUBER: Integración de Energías Renovables en el sistema de cocido del corcho

EUMETSAT: Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos

FEDER: Fondo Europeo de Desarrollo Regional

GEI: gases de efecto invernadero

GNL: Gas Natural Licuado

HMI: Human-Machine Interface

ICMC: Instituto del Corcho, la Madera y el Carbón Vegetal de Extremadura

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IDERCEXA: Investigación y Desarrollo en Energías Renovables, para la mejora del tejido empresarial en Centro, Extremadura y Alentejo

IEA: International Energy Agency

IPB: Índice de precio de la biomasa

LCOE: Coste Nivelado de Energía Térmica

NREL: National Renewable Energy Laboratory

NSRDB: Base de Datos Nacional de Radiación Solar NREL

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

POCTEP: Programa Operativo de Cooperación Transfronteriza España-Portugal

POSHIP: Potential of Solar Heat in Industrial Processes

PSA: Plataforma Solar de Almería

PVGIS: Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica

RITECA: Red de Investigación Transfronteriza entre Extremadura, Centro y Alentejo

RTD: Detectores de temperatura resistivos

SHC TCP: Solar Heating and Cooling Technology Collaboration Programme

SHIP: Solar Heat for Industrial Processes

SHIPcal: Solar Heat for Industrial Processes Online Calculator

SYSTECODE: Sistema de garantía de calidad para la industria del corcho

TRNSYS: Transient System Simulation Tool

TSC: Tecnología Solar Concentradora

UE: Unión Europea

Abstract

In the world, the percentage of thermal energy demand is much higher than the percentage of electrical energy demand. Spain has a large number of agro-industries whose production processes require large amounts of thermal energy for the production of steam or water at high temperatures. The cost of the production of this thermal demand represents a large economic cost for the industries. Specifically, within this framework, the cork industry is highly represented in Extremadura, where most of the companies are concentrated in a small geographical radius. The largest percentage of them are dedicated to cork boiling, the so-called preparatory industries, which are the ones with the highest energy demand within the cork sector.

In order to revalue this industrial sector and improve its competitiveness, this work proposes the energy optimisation of its production process, through the application of renewable energies not previously used in this sector. This will enhance the overall sustainability of the cork boiling operation, from the point of view of cost efficiency and eco-efficiency, giving added value to the industry by means of the comprehensive optimisation of the energy efficiency of the production system.

Therefore, this work focuses on reducing the energy demand of this stage of the industrial process of cork manufacture, through the installation and testing of a concentrating solar power prototype. Through this prototype, thermal energy will be generated through solar energy, to be used to preheat the water necessary for the boiling process. The pilot plant will consist of a series of equipment and instruments that will allow, for one thing, the conversion of solar energy into thermal energy and, for the other thing, the final transfer of thermal energy to the boiler, where the cork will be introduced for boiling, once the process temperature is reached.

To this end, an analysis of the energy demand of cork preparation industries has been carried out, a solar concentration prototype has been designed, and its operation has been simulated and analysed operationally, making it possible to learn about and optimise the solar water heating process for the industry, using Fresnel technology.

Resumen

En el mundo, el porcentaje de demanda de energía térmica es muy superior si se compara con el porcentaje de demanda de energía eléctrica. España cuenta con un gran número de agroindustrias en cuyos procesos productivos se demandan grandes cantidades de energía térmica para producción de vapor o agua a altas temperaturas. El coste de la producción de esta demanda térmica, supone para las industrias un gran coste económico a afrontar. Concretamente, en este marco, la industria del corcho se encuentra muy representada en Extremadura, donde la mayor parte de las empresas se hallan concentradas en un radio geográfico reducido y el mayor porcentaje de las mismas, se dedican al cocido del corcho, las llamadas industrias preparadoras, que son por otro lado las que mayor demanda energética tienen dentro del sector corchero.

En aras de una revalorización de este sector industrial, a fin de mejorar la competitividad del mismo, se plantea en este trabajo la optimización energética de su proceso productivo, mediante la aplicación de energías renovables no empleadas hasta ahora en este sector, potenciando así la sostenibilidad integral de la operación de cocción del corcho, con parámetros de rentabilidad y ecoeficiencia y otorgando, además, valor añadido a la industria, mediante la optimización integral de la eficiencia energética del sistema de producción.

Por tanto, este trabajo se centra en la reducción de la demanda energética de esta fase del proceso industrial de transformación del corcho mediante la instalación y testeo de un prototipo de energía solar de concentración, a través del cual se generará energía térmica a través del recurso solar, destinada al precalentamiento del agua necesaria para el proceso de cocción. La planta piloto estará constituida por una serie de equipos e instrumentos que permitirán por una parte, la conversión de la energía solar en energía térmica y por otra, la transferencia final de la energía térmica a la caldera, donde se introducirá el corcho para su cocción, una vez se alcance la temperatura de proceso.

Para ello, se ha realizado un análisis de la demanda energética de las industrias preparadoras de corcho, se ha diseñado un prototipo solar de concentración, simulando y analizando operativamente su funcionamiento, posibilitando conocer y optimizar el proceso de calentamiento solar de agua para la industria, a través de la tecnología Fresnel.

1 Introducción

1.1 Antecedentes

El fomento del uso de las energías renovables a nivel global se ha manifestado como una respuesta para intentar paliar el aumento de consumo de energía a nivel mundial y el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, circunstancias que están provocando el cambio climático.

Dicho cambio climático constituye un fenómeno global, tanto por sus causas como por sus efectos y requiere de una respuesta conjunta y de la colaboración de todos los países. Esta respuesta en el contexto de Naciones Unidas es la Convención Marco sobre Cambio Climático (CMNUCC) adoptada en 1992. España, junto con el resto de Estados Miembros de la Unión Europea (UE), participa activamente en este proceso de negociación internacional a través de las sesiones anuales de las Partes de la Convención y del Protocolo de Kioto [1] el cual estableció objetivos de reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero para los principales países desarrollados y economías en transición, con un calendario de cumplimiento. Las partes firmantes se comprometieron a cumplir diversos compromisos como fueron, entre otros, aplicar políticas y medidas para el fomento de la eficiencia energética en los sectores relevantes de la economía nacional y además fomentar la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y renovables de energía [2].

Por otro lado, con el objeto de abordar el cambio climático y sus efectos negativos, 197 países adoptaron el Acuerdo de París en la COP21 el 12 de diciembre de 2015 dentro del marco de la CMNUCC. El acuerdo tuvo por objeto mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, proseguir con los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C, aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático así como promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero [3]. También en 2015, todos los Estados Miembros de las Naciones Unidas aprobaron la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en la cual se estableció un plan para alcanzar 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [4]. Entre estos objetivos se encuentra el “*Objetivo 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos*” y el “*Objetivo 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*” [5]. De este modo, la aplicación del Acuerdo de París se considera fundamental para lograr los ODS, ofreciendo una hoja de ruta para las medidas climáticas que reducirán las emisiones y aumentarán la resiliencia al clima [6].

Del mismo modo, la UE, para contribuir a alcanzar los objetivos internacionales, estableció unos paquetes de objetivos para 2020, 2030 y 2050 en materia de clima, energía y medio ambiente [7]. El “*Paquete de Clima y Energía para 2020*” como conjunto de leyes aprobadas para garantizar que la UE cumpla sus objetivos climáticos y energéticos para el año 2020 estableció tres objetivos clave:

- Reducción del 20% en las emisiones de gases de efecto invernadero (respecto a los niveles de 1990).
- El 20% de la energía de la UE debe proceder de energías renovables.
- Conseguir el 20% de mejora en materia de eficiencia energética.

Por su parte, el marco climático y energético para 2030 incluye metas a nivel de la UE y objetivos políticos para el período de 2021 a 2030, siendo los objetivos clave para 2030 los siguientes:

-Al menos un 40% de reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (desde los niveles de 1990).

-Al menos 32% de participación en energías renovables.

-Al menos 32,5% de mejora en eficiencia energética.

Los objetivos para el año 2050 se encaminan a conseguir una economía climáticamente neutra, lo que se ha llamado una economía baja en carbono. Así, la Comisión Europea publicó en noviembre de 2019 unas recomendaciones de un grupo de expertos sobre cómo transformar las industrias de gran consumo energético de la UE de forma que contribuyan a alcanzar los objetivos de neutralidad en 2050 [8].

Por otro lado, la Comisión Europea para reafirmar su compromiso con los desafíos del clima y el medio ambiente, presentó en diciembre de 2019, “*El Pacto Verde Europeo*” como respuesta a dichos desafíos y la estrategia para aplicar la Agenda 2030 y los ODS de las Naciones Unidas. Dentro de los elementos del Pacto Verde, el referente a “*Suministro de Energía limpia, asequible y segura*”, apuesta por una integración inteligente de las energías renovables, la eficiencia energética y otras soluciones sostenibles intersectoriales que ayuden a conseguir la descarbonización al menor coste posible (economía hipocarbónica competitiva en 2050). Y en el referente a la “*Movilización de la industria en pro de una economía limpia y circular*” se exige la plena movilización de la industria. Aproximadamente la mitad de las emisiones totales de gases de efecto invernadero y más del 90 % de la pérdida de biodiversidad y del estrés hídrico se debe a la extracción de recursos y la transformación de materiales, combustibles y alimentos. La industria de la UE, aunque ha iniciado el proceso de transición, aún representa el 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero y sigue siendo una industria demasiado dependiente de su flujo de extracción, de la transformación de sus productos y de la eliminación de sus residuos[9].

En este contexto se entiende necesario profundizar en el avance de técnicas para la optimización de los recursos energéticos ya que la preocupación por la contaminación, el cambio climático y la escasez de recursos fósiles están haciendo que se dirijan los esfuerzos hacia el uso de energías renovables.

El sector industrial es uno de los más importantes de la economía mundial y tiene un fuerte impacto en el crecimiento de las regiones [10], siendo responsable de aproximadamente un tercio del consumo total de energía [11]. En la UE el sector industrial supone un 25,6 % del consumo de energía, según un análisis de 2019 [12], y por lo tanto es responsable de importantes emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y otras sustancias nocivas para el medio ambiente [13], [14]. En España, además, el consumo de energía procedente de recursos renovables es escaso en este sector (7,8%)[15] y la demanda de energía térmica industrial supera el consumo total de electricidad a nivel mundial en un 18% (Benítez D. et al., 2021) [16].

Por su parte, el 74% de la demanda de energía mundial es de origen térmico [17]. La mitad de esta demanda se produce a niveles inferiores a 400°C y en algunas industrias - alimentos, bebidas, textiles, equipos de transporte, papel - la demanda de calor por debajo de 250 °C es de alrededor del 60% [18]. En EEUU, un 52% de las emisiones directas de GEI se originan en la producción de calor en procesos industriales [19]. Como estrategia para reducir las emisiones industriales, Fishedick et al. [20] expusieron la combinación de eficiencia energética, uso inteligente de materiales y cambio de las fuentes de energías.

El desarrollo industrial, ha provocado un impacto ambiental insostenible. Así pues, la economía circular se establece como modelo de producción y consumo sostenido por el uso de fuentes de energía renovables para mitigar los efectos del cambio climático y la degradación ambiental [21].

Por tanto, un futuro sostenible en términos energéticos será difícilmente viable sin la participación notable de las energías renovables en general y, de la solar en particular, ya que es la que presenta un desarrollo potencial más elevado en las aplicaciones industriales [22].

Sin embargo, a pesar de que la energía solar es una de las energías más antiguas utilizadas por el ser humano, su aplicación práctica en el sector industrial ha sido escasa, de hecho, el término de energía solar de concentración, se relaciona habitualmente con grandes centrales termosolares dedicadas a la producción de electricidad. Sin embargo, la evolución de las instalaciones de energía solar ha permitido que este tipo de tecnología solar, tenga otras aplicaciones interesantes, a menor escala (media temperatura) en el campo de la generación de calor para procesos industriales [23]. Esta evolución se ha debido en parte a los estudios que se han realizado, entre otros, para identificar los sectores industriales con mayor potencial de aplicación. Ya en el año 2001, dentro del V Programa Marco de la Dirección General de Transporte y Energía (DGTREN) de la Comisión Europea, se desarrolló el proyecto europeo “*POSHIP-The Potential of Solar Heat in Industrial Processes*”, donde se realizó un estudio sobre el potencial de aplicación de calor solar en procesos industriales en la península ibérica. Dentro de este proyecto se analizó una muestra representativa de industrias en España y Portugal, planteando casos prácticos de sistemas solares para industrias que presentaban unas condiciones especialmente favorables. Así, se analizaron distintos sectores industriales, identificando sus procesos y valorando el potencial de aplicación de calor solar [24]. Este proyecto ofreció como resultado un potencial de instalación en plantas industriales de más de 25.000 m² de captadores solares térmicos sentando las bases de trabajo de la comunidad científica europea en calor solar para procesos industriales [25].

Por su parte, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [15], en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 preveía una mayor penetración de la energía solar térmica en sectores diferentes del residencial, como el sector servicios o el sector industrial, con instalaciones de mediano o gran tamaño, que proporcionarían energía térmica para usos de ACS, de climatización (frío/calor) e industriales, considerando el gran potencial del sector solar térmico y la demanda de calor en los rangos que puede trabajar la tecnología [26]. En este marco, el IDAE llevó a cabo diferentes estudios sectoriales de diversas tecnologías solares para analizar su potencial, así como las barreras y la situación tecnológica y los costes de las mismas. Entre dichos estudios se realizó la evaluación del potencial de aplicación de la energía solar térmica en el sector industrial español, analizando en detalle 32 sectores y sub-sectores de las industrias alimentaria, textil, madera y corcho, papelera, química, caucho y materias plásticas, construcción de maquinaria y equipos mecánicos, equipos eléctricos y electrónicos, materiales de transporte e industrias manufactureras diversas, representando estos sectores un 47,7% del consumo total de calor, el 93,6% del consumo de calor a baja y media temperatura (hasta 250 °C) y un 89,5% del potencial de aplicación de la energía solar térmica. Una parte importante del potencial de la energía solar térmica se detectó en la industria alimentaria (casi un 40% del total) y otros sectores que también presentaban un alto potencial fueron la industria de construcción de maquinaria (incluyendo la industria del automóvil, códigos CNAE 29 – 37) con 14,4%, la industria química con 12,5%, la industria del caucho y materias plásticas con 8,5% y la industria de la madera y del corcho con 7% [27].

Por otro lado, la Plataforma Tecnológica SOLAR CONCENTRA (foro de participación integrado por los agentes más representativos del sector de la energía solar térmica de concentración en España) que cuenta con un grupo de trabajo de Media Temperatura que aborda nuevas aplicaciones fuera del ámbito de la solar termoeléctrica [28], en sus últimos estudios, se ha centrado en abordar el mercado potencial en España de la tecnología solar de concentración de media temperatura, puesto que en España las instalaciones de energía solar térmica para su aplicación en los procesos industriales se han planteado hasta la fecha, como una alternativa marginal y esporádica, debido fundamentalmente a la falta de interés por

parte de los potenciales usuarios, cuyo objetivo principal es acceder a soluciones fiables, contrastadas en el tiempo, y económicamente rentables [29].

Estos estudios partieron de los sectores con mayor potencial en el territorio español, identificados en los estudios previos del IDAE. En un primer análisis, la plataforma estudió cuatro sectores (“Alimentación y bebidas”, “Agricultura”, “Textil” y “Papeler”) para geolocalizar áreas, lo suficientemente concretas dentro de España, donde existieran industrias con un alto potencial de instalar sistemas de concentración solar para calor de proceso, y cuyos periodos de retorno a la inversión fueran los más cortos posibles, de modo que este estudio pudiera servir de guía, para facilitar la implantación de este tipo de proyectos en el sector industrial español [30] (Figura 1 y Figura 2).

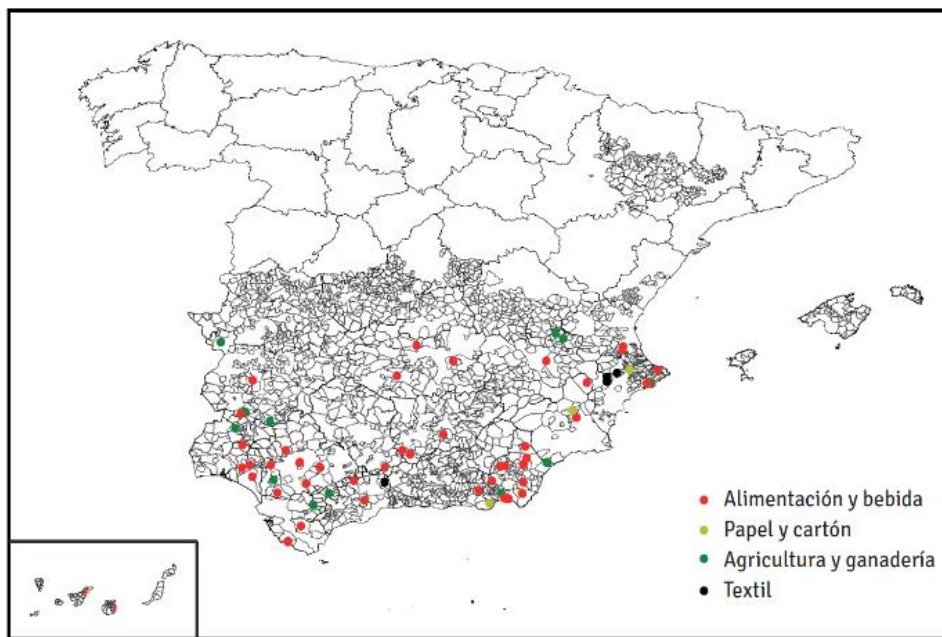


Figura 1. Industrias identificadas con potencial de aplicación.[30]

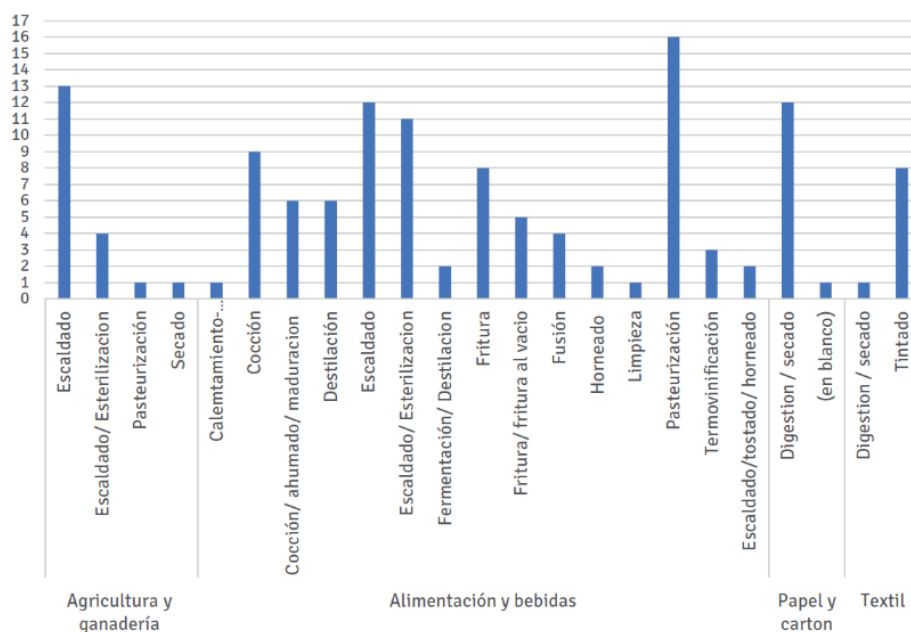


Figura 2. Número de industrias localizadas por sector.[30]

Un segundo análisis, redujo el número de potenciales industrias, a un número suficientemente bajo como para analizar caso a caso el potencial real de cada una de ellas (*“Químicos y Plásticos”, “Lavanderías”, “Minería” y “Tratamiento de aguas residuales”*) [31].

Otros trabajos, como el desarrollado por Sepúlveda et al. [32] en el que se realizaron auditorías energéticas, concluyeron que parte de las industrias españolas requieren de valores de temperaturas o presiones para sus procesos productivos, fácilmente alcanzables, utilizando captadores de concentración de media temperatura. Por su parte, en el realizado por Naegler et al. [32] se analizó la demanda de calor de los procesos industriales europeos, determinando tres categorías: por debajo de 100 °C, con una participación de industrias del 25,5%; entre 100 °C y 400 °C, con un 27,2%; y superiores a 400 °C, con un 47,4%.

Sin embargo, a pesar de que el calor de proceso se reconoce como la aplicación con mayor potencial entre las aplicaciones de calefacción y refrigeración solar, el calor solar para procesos industriales (Solar Heat for Industrial Processes, SHIP) todavía presenta un modesto porcentaje de alrededor del 0,3% de la capacidad solar térmica total instalada [33]. Diferentes entidades y organizaciones que trabajan en el campo de las energías renovables han desarrollado programas de investigación enfocados a la tecnología solar concentradora aplicada al sector industrial para lograr incrementar la cuota anterior.

Cabe destacar el trabajo que lleva a cabo la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency_IEA) que se ocupa, entre otros aspectos, del estudio de la seguridad energética, desarrollo económico y protección del medio ambiente [34]. Así, la IEA desarrolla una serie de programas colaborativos entre los que se encuentra el *“Solar Heating and Cooling Technology Collaboration Programme (SHC TCP)”* cuyo objetivo es promover el uso de todos los aspectos de la energía solar térmica [35]. La actividad principal de este programa es desarrollar proyectos, denominados *“Task”*, para estudiar diversos aspectos relacionados con la calefacción y refrigeración solar, realizando entre otros, estudios de aplicaciones en el sector residencial, comercial, institucional, agrícola e industrial. En el campo industrial se encuentra actualmente en desarrollo el proyecto *“SHC Task 64 | Solar Process Heat”* [36] centrado en diferentes tecnologías solares térmicas para la conversión de la radiación solar en calor y la posterior integración inteligente del calor producido en los procesos industriales, desde la radiación solar que llega al colector hasta su conversión en aire caliente, aceite, agua o vapor que se utiliza en la industria. Anteriormente a este programa se desarrollaron otros dos, el *SHC Task 33. Solar Heat for Industrial Processes* [37] y el *SHC Task 49. Solar Heat Integration in Industrial Processes* [38]. El primero de ellos se centró en analizar el potencial del calor solar en los procesos industriales, estudiar diferentes colectores para calor de proceso y determinar unas directrices de diseño para calefacción solar en edificios industriales. El segundo se centró en la optimización de los sistemas, la tecnología de los procesos y del sistema solar térmico, haciendo hincapié en el funcionamiento del campo solar, los esquemas de integración, el control y la seguridad de los mismos.

Paralelamente, la IEA, también en el marco de los programas colaborativos, desarrolla el Programa SolarPACES, que fomenta la colaboración en el desarrollo, pruebas y comercialización de plantas de energía solar de concentración. Sus actividades incluyen las pruebas de sistemas a gran escala y el desarrollo de tecnologías avanzadas, componentes, instrumentación y técnicas de análisis. Actualmente 18 países forman parte de este programa, entre los que se encuentra España [39]. Una de las tareas desarrolladas es la *“Task IV: Solar Heat for Industrial Processes”* centrada en aplicaciones con temperaturas de proceso de hasta 400°C y que trabaja conjuntamente con el programa *SHC TCP*.

Ambos programas, por tanto, dada la importancia del sector industrial en el panorama de la demanda energética mundial, han desarrollado estos trabajos que ponen de relieve el potencial de la energía solar para los procesos industriales y facilitan su mayor uso e instalación.

Por otro lado, en el ámbito de la investigación y desarrollo de la energía solar en España, se encuentra la Plataforma Solar de Almería (PSA), centro público de investigación del gobierno de España, perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), considerado por la Comisión Europea como una *gran instalación científica europea*, siendo también el mayor y más completo centro de I+D en el mundo dedicado a los sistemas de concentración solar térmica [40]. En este centro se encuentra el Grupo de Media Concentración, perteneciente a la Unidad de Sistemas Solares de Concentración Solar, que tiene como objetivo promover y contribuir al desarrollo de los sistemas de aprovechamiento de la radiación solar concentrada, tanto para la generación de electricidad como para la aplicación a procesos industriales. Entre sus líneas de trabajo está la investigación, desarrollo y/o evaluación de aplicaciones solares térmicas en el rango de temperatura de 120 a 500°C, tanto para generación de electricidad como para calor de proceso, con concentradores de foco lineal, en particular a través de captadores cilindroparabólicos y concentradores lineales tipo Fresnel. Y en este marco realizan proyectos para avanzar en el desarrollo de soluciones compactas y optimizadas de tecnologías energéticas termosolares de concentración adecuadas para el suministro de calor en procesos industriales [41].

Esos sistemas de concentración lineal son los más adecuados para aplicaciones de media temperatura para la producción de agua caliente y vapor para procesos industriales, logrando un equilibrio entre coste, complejidad y producción de energía. Varios son los estudios realizados en los últimos tiempos sobre estas tecnologías de concentración solar, más concretamente sobre su diseño y optimización de sus componentes [42], [43], comparación entre tecnologías y configuraciones novedosas [44], [45], o análisis de eficiencia energética, pérdidas ópticas y térmicas [46], [47]. De entre las dos tecnologías, la tecnología Fresnel ofrece algunas ventajas frente a los colectores cilindroparabólicos tales como una mayor sencillez estructural, menor peso y tamaño, menor consumo energético en el seguimiento solar o menor superficie requerida [48], cuestiones que pueden compensar su menor rendimiento óptico [49]. Sin embargo, según Sharma et al.[50] la mayoría de las aplicaciones de la energía solar térmica en industrias se basaron en colectores planos y colectores cilindroparabólicos. Además, los análisis sobre integración de las instalaciones solares térmicas de concentración en diferentes procesos industriales se apoyaron, igualmente, en las mismas tecnologías [51], [52].

Por otro lado, en los últimos años, varios han sido los proyectos de I+D+i que han desarrollado diferentes demostradores solares en industrias, o desarrollado y diseñado diferentes colectores solares o mejoras en los mismos, tanto de tecnología Fresnel como de cilindroparabólicos. En proyectos como CAPSOL [53], se diseñó, fabricó y evaluó un captador solar cilindroparabólico para producir energía térmica a temperaturas hasta 250°C para cubrir la demanda en procesos industriales o para acondicionamiento de edificios y para los que no existían soluciones comerciales que presentaran una adecuada relación coste-eficiencia y que aprovecharan el uso de la energía solar. Otros como SOLPINTER [54] y SOLPINVAP [55] han ensayado y evaluado un receptor lineal de tipo Fresnel desarrollando también modelos matemáticos de simulación del comportamiento del fluido térmico. El primero de ellos enfocado como solución a fábricas que operan a temperaturas superiores a los 90°C y el segundo para evaluar la generación de vapor directa e indirecta, así como un proceso de almacenamiento eficaz y sostenible. Por su parte, el proyecto SOLTERMIN [41] ha llevado a cabo el diseño y desarrollo de un prototipo de captador lineal Fresnel compacto, adecuado para su utilización en aplicaciones a calor de proceso de pequeña y mediana potencia hasta 300°C, llegando a desarrollar una patente para un “*Captador Solar Lineal Fresnel Adaptable*” [56]. Otras iniciativas como el proyecto HYCOOL Solar Cooling Systems [57], pretende desarrollar una solución de sistema solar híbrido que sea rentable y que combine la última

tecnología en colectores solares térmicos Fresnel con refrigeradores híbridos de compresión por adsorción y campos de almacenamiento térmico, diseñando e implementado las soluciones en dos pilotos industriales. Además, otras propuestas plantean como objetivo la instalación experimental con nuevas tecnologías de colectores solares con especificaciones concretas para zonas desérticas o regiones polares, resistentes a las tormentas de granizo, a los huracanes y a las temperaturas extremas, como es la tecnología ABSOLICON [58], que se instalará en Canarias a través del proyecto europeo ACLIEMAC [59].

A pesar de todas estas iniciativas, hay dos factores que siguen dificultando la difusión e instalación de esta aplicación de la tecnología solar lineal Fresnel. Por un lado, la diversidad de aplicaciones industriales y las condiciones locales específicas hacen que las soluciones estandarizadas para la integración de sistemas solares en el conjunto de las instalaciones sea difícil de encontrar. Y por otro lado, la falta de confianza en ellos entre los usuarios e inversores debido al escaso número de sistemas construidos hasta la fecha y la falta de experiencia, resultados y visibilidad [16]. Adicionalmente, como factor limitante al auge de la implementación de la tecnología solar para calor de proceso, se encuentra la limitación de tamaño para el sistema solar, condicionada por el tamaño de la superficie disponible del tejado o del suelo. También puede resultar limitante las expectativas sobre los tiempos de amortización y los costes energéticos frente a los sistemas convencionales [60] o a otras tecnologías renovables (como pueda ser la biomasa o la energía fotovoltaica). Algunas de las barreras tanto técnicas como no técnicas han sido expuestas recientemente por Ghabour et al. [61]. De hecho, de la información que puede extraerse de la base de datos Solar Plantas SHIP [62] de la IEA y del Inventario de Instalaciones SHIP en España de la Plataforma Solar Concentra [63], apenas existen a nivel nacional 16 instalaciones operativas existentes, teniendo trece de ellas tecnología Fresnel, dos de ellas tecnología de disco parabólico y una de canal parabólico. Por otro lado, de entre estas 16 instalaciones, se observa que seis son proyectos demostradores, otras seis están ubicadas en alguna industria, otras dos tienen como objetivo la climatización de espacios y las dos restantes se han instalado para poligeneración. La mayor parte de estas infraestructuras se instalaron a partir del año 2014, apareciendo solo seis proveedores de tecnología, siendo cuatro de ellos de tecnología Fresnel, un proveedor de disco parabólico y otro proveedor de canal parabólico. Esto supone en definitiva un escaso número de instalaciones, un escaso número de proveedores, así como un escaso número de referencias de resultados conseguidos en las mismas, condicionando todo ello que no se facilite el auge de este uso solar térmico en la industria.

Como se ha indicado anteriormente, las condiciones específicas de la ubicación pueden condicionar fuertemente la viabilidad de una instalación de esta tipología. Así, si se centra el estudio en Extremadura, hay que destacar que la región se caracteriza por una extensa superficie, una baja densidad demográfica, un importante entorno rural y una economía fuertemente vinculada al sector terciario, con un menor peso de la construcción y el sector industrial, relacionado este último principalmente con la industria agroalimentaria. Así, el sector agroalimentario presenta de forma global un *Coefficiente de Especialización Empresarial* de 2,22 y específicamente, para cada actividad CNAE, el valor que se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Coeficiente regional de especialización empresarial 2012 – Agroalimentación. [64]

Agroalimentación	Coeficiente regional de especialización empresarial 2012 (CNAE 2009, dos dígitos)	
	CNAE 10 Industria de la alimentación	2,59
	CNAE 11 Fabricación de bebidas	1,53
	CNAE 12 Industria del tabaco	1,05
	CNAE 16 Industria de la madera y del corcho, excepto muebles; cestería y espartería	1,60
	CNAE 75 Actividades veterinarias	2,49

Además, Extremadura se encuentra entre las zonas con mayor cantidad de energía por unidad de superficie de toda la península, con una irradiación media diaria superior a 5kWh/m², como se muestra en la Figura 3.

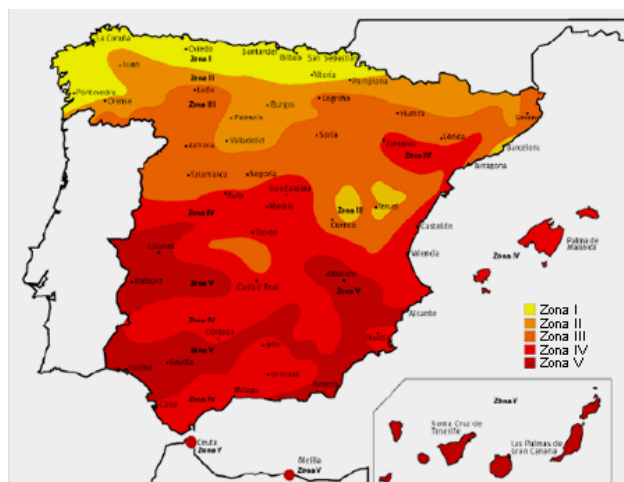


Figura 3. Estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según cinco zonas climáticas. [64]

Coinciden, por tanto, la mayoría de los sectores de especialización empresarial extremeños con los identificados previamente en los diferentes estudios como potenciales usuarios de calor solar para procesos industriales y, además, Extremadura se encuentra en una zona óptima de producción solar, lo que conlleva a una conjunción perfecta para la potencial aplicación del calor solar en las industrias asociadas a dichos sectores.

De entre los sectores de especialización empresarial extremeños, este trabajo se centra en la industria del corcho, ya que se estima que existen 2,5 millones de hectáreas de alcornocal en el mundo, de las que el 27% se encuentran en España, distribuidas principalmente entre las comunidades de Andalucía, Extremadura y Cataluña, con superficies aproximadas de 350.000, 250.000 y 75.000 ha., respectivamente [65]. La Tabla 2 refleja la distribución de la superficie de alcornocal en el mundo.

Tabla 2. Distribución mundial de superficie de alcornocal. [66]

País	Área (hectáreas-ha)	Porcentaje (%)
Portugal	736.775	34
España	574.248	27
Marruecos	383.120	18
Argelia	230.000	11
Túnez	85.771	4
Francia	65.228	3
Italia	64.800	3
Total	2.139.942	100

España ocupa también el segundo lugar en cuanto a producción mundial de corcho, con un 30,5 % del total (Figura 4). Su producción se reparte, al igual que la superficie de materia prima, entre tres comunidades autónomas: Andalucía (46%), Extremadura (32%) y Cataluña (14%)[67].

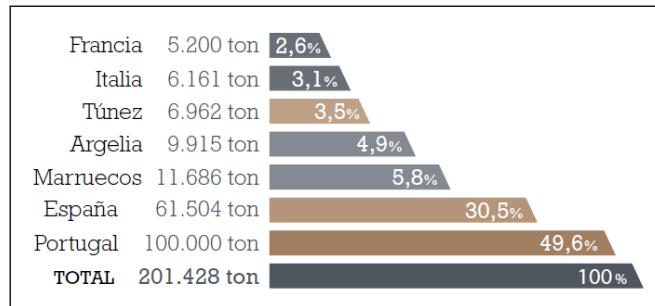


Figura 4. Distribución mundial de producción de corcho. [66]

Aunque el corcho tiene múltiples aplicaciones, el 70% de la producción mundial se destina a la fabricación de tapones, siendo esta actividad la de mayor valor añadido. Esta industria se puede clasificar en dos grandes grupos, primera transformación, que se corresponde con la industria preparadora, y segunda transformación, que incluye el resto de industrias (taponera, granulados, aglomerados, y revestimientos) [68]. Es en la industria de primera transformación, la industria preparadora, donde tiene lugar el proceso de cocido de corcho contando con una importante necesidad de energía térmica para calentar el agua utilizada en las calderas de cocción del corcho en plancha.

En este marco, el Instituto del Corcho, la Madera y el Carbón Vegetal de Extremadura (ICMC), instituto adscrito al Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de Extremadura (CICYTEX), desarrolla la línea de investigación de “*Optimización Medioambiental, Energética y Tecnología de los procesos Agroindustriales de Transformación*” en la que se trabaja en la innovación tecnológica de los procesos productivos y mejoras ambientales en las industrias corcheras y en la integración de energías renovables en las mismas, así como en los tratamientos, gestión y valorización de los residuos de las industrias forestales y la eficiencia energética de los procesos industriales asociados [69].

En el ámbito del desarrollo de esta línea de investigación, CICYTEX participó junto con la Plataforma Solar de Almería PSA-CIEMAT, en el proyecto “*RITECA II_Red de Investigación Transfronteriza entre Extremadura, Centro y Alentejo*”, proyecto cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) a través del Programa Operativo de Cooperación Transfronteriza España-Portugal (POCTEP) 2007-2013, en el subproyecto denominado “*Integración de Energías Renovables en el sistema de cocido del corcho (ERGOSUBER)*” [70]. El objetivo de esta actuación fue la generación de energía térmica destinada al calentamiento del agua necesaria en el proceso de cocción del corcho basada en la tecnología de concentración solar complementada con biomasa. Para ello, se instaló en las dependencias del ICMC una planta piloto constituida por una serie de equipos e instrumentos que permitieran por una parte, la conversión de la energía solar en energía térmica y por otra, la transferencia final de la energía térmica a la caldera, donde se introduce el corcho para su cocción, una vez que se alcanza la temperatura de proceso.

Esta planta piloto era un sistema compuesto por cuatro circuitos conectados entre sí a través de dos intercambiadores de calor. En el primer circuito se recogía la energía solar y se convertía en energía térmica que se transportaba hasta el primer intercambiador. En el segundo circuito se recogía la energía térmica del primer intercambiador almacenándose en un tanque de agua. En el tercer circuito se transfería la energía acumulada en el depósito solar hasta el segundo intercambiador de calor, para que finalmente en el cuarto circuito, se terminara transfiriendo la energía desde este segundo intercambiador hasta la caldera de cocido de corcho. Esta instalación disponía como componentes principales del primer circuito de: captador solar, intercambiador de calor, aerotermo encargado de disipar el excedente de energía generado en el captador y depósito de 100 l que permitía el rellenado del circuito. El fluido de trabajo elegido fue Antifrogen® SOL HT siendo la presión de trabajo de 4 bar en la impulsión de la bomba de alimentación y 2 bar en la admisión de dicha bomba. El segundo circuito o circuito secundario concentrador estaba

compuesto por el intercambiador de calor que compartía con el primer circuito y un tanque de agua de 750 l que funcionaba como almacenamiento. El fluido de este circuito era agua. Finalmente, el tercer y cuarto circuitos contenían el intercambiador de calor que compartían con el depósito acumulador y una caldera de cocido de corcho que contenía el hogar en su interior.

El concentrador solar que se instaló fue un captador con reflectores fijos y focos móviles, basado en el concepto Curved Slats Fixed Mirror Solar Concentrator (CSFMSC) utilizando concentradores parabólicos [71], denominado CCstaR y comercializado por la empresa Tecnología Solar Concentradora (TSC). Disponiendo el captador de una superficie reflectora formada por 16 paneles reflectores y 32 tubos de vacío tipo Sydney, distribuidos en cuatro filas paralelas, con 8 tubos por fila.

La Figura 5 muestra imágenes del prototipo ensayado: monitorización de la planta (a); vista general de planta piloto (b); captador solar CCstaR(c); esquema de principio y circuitos (d).

En los ensayos realizados en este proyecto, consistentes en el calentamiento del agua de la caldera solamente con la energía térmica generada por el concentrador solar, se llegó a alcanzar valores de temperatura del agua en la caldera experimental de hasta 76,83°C [72].

Asimismo, aprovechando la infraestructura del prototipo solar del proyecto RITECA II, se diseñó e instaló un sistema de evaporación y secado de aguas residuales de la cocción del corcho a partir de la energía solar a través del “*Proyecto de Valorización del Sector Corchero de Extremadura (Ref. PCJ1005)*” y el subproyecto “*PCJ100502: Evaporación y valorización de las aguas de cocción del corcho*” en el que se trabajó al amparo de un convenio de colaboración entre el ICMC-CICYTEX, la Universidad de Extremadura y distintas industrias corcheras. La Figura 6 muestra imágenes de los distintos elementos que compusieron la instalación: captador solar CCstaR (a); acumulador, cuadro eléctrico y sistema de control (b); caldera de cocción (c); circuitos de distribución e intercambiador de caldera (d); bombas circuladoras y sondas (e); estructura de invernadero y estación meteorológica (f); serpentín de bandeja de evaporación (g); conexiones de acumulador y vaso de expansión (h).

Sin embargo, a pesar de que este sistema de concentración solar dio muy buenos resultados al inicio de las pruebas, el sistema comenzó a originar diferentes problemas de desenfoque de los espejos y desconfiguraciones, que eran muy complicados de solucionar, ocasionando paradas continuas con grandes necesidades de reparación, todo ello provocó una pérdida de rendimiento del sistema y su inoperatividad actual.

Siguiendo esta misma línea de trabajo, CICYTEX ha formado parte del proyecto “*IDERCEXA- Investigación y Desarrollo en Energías Renovables, para la mejora del tejido empresarial en Centro, Extremadura y Alentejo*” proyecto coordinado por la Agencia Extremeña de la Energía (AGENEX) dentro del programa INTERREG V-A España y Portugal (POCTEP) 2014-2020, y cuyo objetivo principal ha sido impulsar el fomento de la I+D+i en los sectores empresariales de fuerte presencia en la zona EUROACE, tales como el metalmecánico o el electrotécnico, a través de la colaboración con centros de investigación. El proyecto IDERCEXA estaba enfocado a promocionar la introducción de nuevos desarrollos tecnológicos que pertenecieran a sectores clave que hubieran sido identificados en las RIS (Regional Innovation Scheme) de cada región y que incrementaran la competitividad internacional de las empresas de la eुरorregión [73]. En el proyecto se han desarrollado acciones de demostración a partir de prototipos en las tecnologías que abordaba el proyecto: *SolarMetal*, *Bioeconomía y Edificación Sostenible y Movilidad*. En concreto CICYTEX ha llevado a cabo los trabajos de validación de un prototipo solar instalado en una agro-industria con necesidades de agua/vapor entre 80-200°C. La agroindustria donde se ha testado ha sido en una industria preparadora de corcho, donde con un prototipo de tecnología solar Fresnel de media temperatura se ha intentado optimizar energéticamente el proceso de cocido.

El desarrollo del proyecto IDERCEXA, ha discurrido paralelo a la redacción de la presente tesis doctoral.

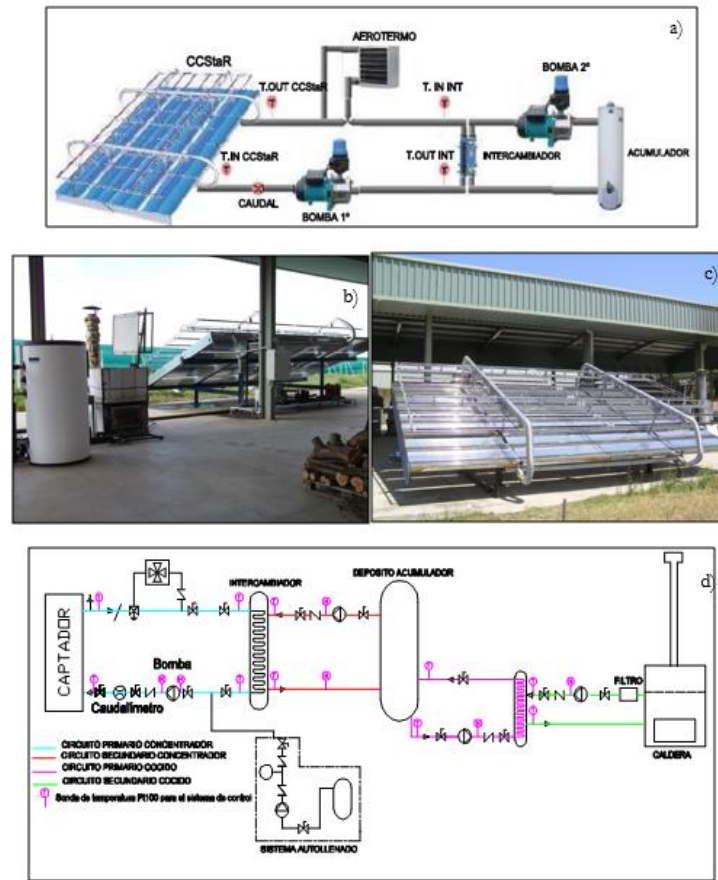


Figura 5. Prototipo solar CCstar.



Figura 6. Planta de cocción de corcho y sistema de evaporación y secado. [67]

1.2 Alcance del trabajo

Como punto de partida de este proyecto y para poder comprobar la viabilidad de la aplicación solar como calor de proceso en la industria corchera, se llevó a cabo la realización de un análisis riguroso del sector objeto de estudio, que permitiera la identificación de los principales factores intervinientes en su proceso industrial y la cuantificación de las industrias existentes, reflejando de un modo veraz, la casuística del sector.

Por ello, en primer lugar se realizó un estudio desde el punto de vista energético de las distintas tipologías de industrias corcheras, seleccionando diferentes industrias representativas sobre las que se estudió su tipología, su proceso productivo, sus datos de producción y se llevó a cabo un análisis energético.

Una vez conocidos estos procesos desde el punto de vista energético, se amplió el estudio y se centró en las industrias preparadoras de corcho, posibles receptoras de la tecnología solar objeto de estudio debido a su demanda de calor en la operación de cocido de corcho. A través de encuestas a un número significativo de estas industrias se logró tener un mayor grado de conocimiento sobre el número y ubicación de las empresas, sus volúmenes de producción, el tipo de combustible, los tipos de calderas y quemadores utilizados, así como su régimen de funcionamiento.

Tras este estudio, y para valorar la viabilidad técnica del prototipo, habiendo comprobado que la mayor parte de las industrias preparadoras no tenían automatizados sus procesos ni controlaban los parámetros térmicos del mismo, se consideró necesario la instalación de un sistema de adquisición y registro de datos en una industria preparadora, de modo que se pudiera conocer en profundidad el perfil térmico de ésta, el cual se necesitaría para poder simular y analizar la viabilidad técnica y económica de un concentrador solar de media temperatura en el proceso de cocción de corcho.

En paralelo a lo anterior, hubo de definir el prediseño del prototipo solar que se pretendía instalar. Para ello, fue necesario seleccionar la tecnología solar a utilizar de entre las disponibles en el mercado y cuyos rangos de funcionamiento y prestaciones respondieran a las necesidades de la industria. Además, se determinó el formato del sistema de integración de la tecnología solar elegida, así como la selección de la tecnología de acumulación. Teniendo definidas las variables anteriores, se realizaron diferentes simulaciones para poder determinar el número de colectores y el volumen de acumulación óptimo.

Partiendo de este prediseño, se instaló un prototipo solar junto con un sistema de control y gestión energética del mismo que comandara el funcionamiento de dicho prototipo y el cual accionará el campo solar según los parámetros de consigna, de modo que permita el intercambio de calor entre el primario y el secundario según los parámetros y valores que se seleccionen.

Una vez instalado y puesto en marcha el prototipo se realizó la planificación del ciclo de ensayos, llevando a cabo un estudio de cuáles serían los momentos anuales en los que se desarrollarían los mismos, estableciendo unos periodos de radiación tipo según diferentes variables meteorológicas y los datos correspondientes a la radiación solar.

Adicionalmente se definieron las tipologías de ensayos a realizar, a través de los cuales se pudieron conocer las temperaturas máximas, mínimas y medias alcanzadas en los depósitos de acumulación, así como la velocidad de calentamiento en los mismos y el comportamiento del proceso industrial cuando dicha agua almacenada era utilizada en la industria. Además, se definieron los diferentes modos de operación del sistema de control. Una vez planificados los ensayos se estableció un calendario de ejecución de los mismos en el que se registraron todos los ensayos realizados.

Finalmente, se llevó a cabo un estudio de la viabilidad técnica y económica del prototipo, determinando indicadores económicos como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Retorno (PR), evaluando el coste de la inversión, los costes de mantenimiento de la instalación solar y el coste de generación de la energía que se va a sustituir, para lo que fue necesario calcular cuál fue la reducción en la demanda energética que se produjo en el proceso y cómo se tradujo la misma en una reducción de coste económico, calculando el consumo energético con y sin aporte solar.

1.3 Objetivos del trabajo

El principal objetivo de esta tesis ha sido la realización de un estudio de viabilidad técnica y económica de la integración en la industria corchera de un sistema solar de concentración de media temperatura a través de un prototipo que se instaló y se testeó en un entorno real.

Para lograr este objetivo principal, se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Análisis del sector corchero con potencial de aplicación solar. Con identificación de los procesos productivos de las diferentes industrias que lo componen y el análisis energético de los mismos. Particularizado para el caso concreto de las industrias preparadoras de corcho en plancha, determinando para éstas, su número y ubicación, sus volúmenes de producción y sus regímenes de funcionamiento.
- Estudio del perfil térmico de la industria preparadora, que incluya el estudio de un tipo de cocción y de un día tipo de llenado de caldera, así como su consumo energético y rendimiento, para poder obtener el valor de la demanda térmica mensual y anual, así como los volúmenes de agua utilizados en el proceso como su temperatura.
- Prediseño solar del prototipo a instalar en la industria. Determinando el tipo y número de colectores, la configuración e integración en el proceso, así como el diseño del almacenamiento para el precalentamiento de agua.
- Instalación, montaje y puesta en marcha del prototipo solar y de su sistema de control y gestión energética.
- Planificación de ensayos y su tipología, definiendo cuando se realizarán los mismos, qué es lo que se pretende obtener de cada uno de ellos y el modo de operar del prototipo para poder realizarlos.
- Realización de ensayos y análisis de los datos obtenidos para tipo de ensayo realizado. Obteniendo niveles de temperatura máximos, mínimos y medios conseguidos para cada uno de ellos y análisis del comportamiento del proceso.
- Análisis económico y viabilidad de la instalación solar. Partiendo de la inversión inicial y los costes de operación y mantenimiento, obtención de la reducción del consumo energético y evaluación de la inversión, según los diferentes escenarios establecidos.

2 Industrias preparadoras de corcho

2.1 El alcornocal y el corcho

El corcho es el nombre que recibe la corteza del alcornoque (*Quercus Suber L.*), árbol que se encuentra principalmente en la región del mediterráneo occidental donde forma poblaciones denominadas Dehesas en España o Montados en Portugal, consideradas de excepcional valor en cuanto a biodiversidad. Entre las muchas características singulares que lo distinguen de otros árboles de su especie, el alcornoque tiene la particularidad de que regenera de forma natural su corteza, el corcho, después de cada extracción o saca. La saca del corcho de los alcornoques es una operación muy delicada, sujeta a estrictas normas legales que regulan la estación y periodicidad entre cada saca, así como su intensidad y metodología [74]. El alcornoque crece comúnmente en la región del Mediterráneo Occidental, es decir, en la Península Ibérica (Portugal y España), en el sur de Francia y en la costa oeste de Italia, así como en el norte de África (Marruecos, Argelia y Túnez) y en las Islas del Mediterráneo (Sicilia, Córcega y Cerdeña). Puede verse su distribución general en la Figura 7.



Figura 7. Área de distribución mundial del alcornoque. [66]

El corcho es la capa exterior del alcornoque que se compone de células que contienen suberina que conforman un tejido elástico e impermeable y que posee formidables propiedades térmicas. La formación del corcho es el resultado de la actividad producida por una capa de células madre (el felógeno), concéntrico con el cambium vascular que produce la madera (Figura 8).

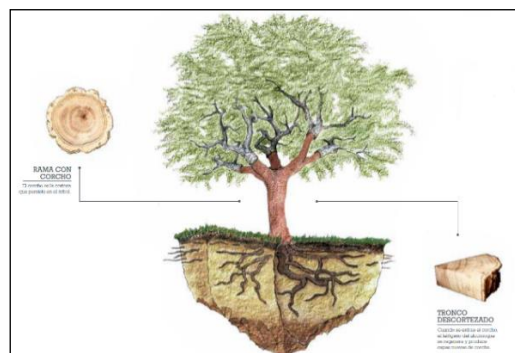


Figura 8. Alcornoque y corcho. [66]

La industria del corcho representa en la actualidad un pilar social, ambiental y económico para millones de personas y en algunas regiones se establece como principal fuente de ingresos para muchas familias. En la Península Ibérica, los bosques de alcornoques y los sistemas forestales asociados cuentan con más de

750 empresas y han generado más de 10.000 empleos directos en la industria, dando lugar también a más de 7.000 puestos de trabajo en el ámbito de la silvicultura y a millones de empleos indirectos relacionados con otros productos [75].

Como se indicó en los antecedentes, la industria del corcho se puede clasificar en dos grandes grupos: primera transformación, que se corresponde con la industria preparadora, y segunda transformación, que incluye el resto de las industrias: taponera, granulados, aglomerados, y revestimientos. La actividad de las industrias extremeñas gira sobre todo alrededor de los procesos primarios de preparación, siendo menos el número de empresas que realizan procesos finales. La producción de corcho en Extremadura representa entre el 10 y el 12 % de la producción mundial, y el sector industrial se dedica prácticamente en su totalidad a la primera preparación del corcho. En lo que a la fabricación de tapones se refiere, la producción en Extremadura supera los mil millones de tapones, principalmente tapones aglomerados técnicos, de los que sólo unos 100 millones de unidades se comercializan directamente a bodegas, mientras que el resto salen fuera de la región para su terminación y posterior venta. En términos porcentuales, la fabricación de tapones semielaborados supone alrededor de un 8% del total de tapones fabricados a nivel mundial, mientras que el total de tapones terminados en Extremadura no llega al 3,5 % nacional y al 0,8% mundial [68].

El corcho es sin duda, un producto natural de características únicas. A su vez el tapón de corcho es un producto singular y es el cierre preferido por los consumidores y los productores de vino. Las propiedades naturales del tapón de corcho ofrecen a la industria vitivinícola un método de cierre de características extraordinarias como son su ligereza, su flexibilidad, elasticidad y compresibilidad, su impermeabilidad, su resistencia al paso del tiempo, y además es un producto reciclable, reutilizable y renovable [74].

La industria de corcho destinada a la fabricación de tapones es además respetuosa con el medio ambiente, puesto que si se analiza el ciclo de vida de los tapones de corcho en comparación con sus competidores (capsulas de aluminio y tapones de plástico) en términos de emisiones de gases de efecto invernadero, la producción y el uso de cada cierre de plástico emite 10 veces más CO₂ que la de un tapón de corcho y las emisiones de CO₂ asociada a la fabricación de las cápsulas de aluminio son 26 veces mayores que las de los tapones de corcho (Figura 9). También es posible reducir la huella de carbono de los productos de corcho aumentando el reciclaje de la materia prima (por ejemplo, reciclando los tapones de corcho), aumentando la proporción de energías renovables, mejorando la eficiencia del uso de la energía y reduciendo el consumo de combustibles fósiles tanto en el transporte, como en la transformación industrial como en la distribución [76].

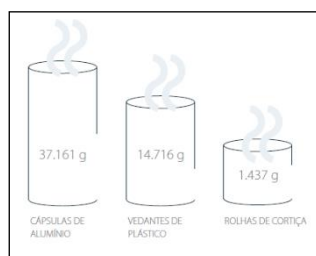


Figura 9. Emisiones de CO₂ (g)/1000 cierres. [76]

La situación expuesta anteriormente favorece que exista un gran número de empresas del sector corchero a nivel mundial centralizadas en la península ibérica, de las que aproximadamente el 10% del total mundial se encuentran en Extremadura, donde se produce en torno al 10% del corcho mundial. La actividad de estas empresas extremeñas se centra sobre todo en los procesos primarios de preparación, siendo menor el número de empresas que realizan procesos finales, tal y como ya se ha explicado. La

mayoría de las empresas efectúan la preparación del corcho en plancha, estando cuantificadas en un 72,73%, siendo el porcentaje de empresas que se dedican a otra fase de la producción bastante inferior. En Extremadura históricamente existe un núcleo geográfico donde se concentran, no sólo la mayor parte de las empresas extremeñas, sino la propia actividad, el movimiento comercial y los colectivos relacionados con el sector, siendo éste la población de San Vicente de Alcántara que cuenta con aproximadamente el 50% de las empresas corcheras de la región y el 4,5% del total mundial [77].

2.2 Descripción general del proceso agroindustrial del corcho

El corcho, por sus características (leve, impermeable a líquidos y gases, compresible, elástico, buen aislante térmico y acústico, prácticamente incorruptible, muy resistente a la fricción) es un material muy apreciado para distintos usos, aunque su uso principal es, como ya se ha mencionado, el uso como taponamiento de envases de vino, en sus diferentes formatos de tapón. Se realiza a continuación una descripción del proceso de producción del tapón o disco natural y del tapón aglomerado, ya que el resto de productos son una combinación de ambos.

2.2.1 La saca del corcho

El descorche o saca consiste en extraer de los alcornoques el corcho. La mejor época para el descorche es en los meses de mayo, junio, julio y agosto. La extracción cíclica del corcho de los alcornoques permite el crecimiento saludable del árbol a lo largo de toda su vida, que dura aproximadamente entre 150 y 200 años.

La primera saca del corcho se realiza cuando el perímetro del tronco alcanza los 65 cm, medidos a 130 cm de altura. Pese a ello, el corcho extraído no es utilizado en la producción de tapones. La primera saca produce una estructura muy irregular, denominada corcho virgen o bornizo. Nueve años más tarde, en la segunda saca, es extraído el corcho secundario, un material con una estructura más regular, pero suave, aunque igualmente impropio para la producción de tapones de corcho. Es a partir de la tercera saca, otros nueve años después, cuando se obtiene el corcho con características ideales para la producción de tapones, el denominado corcho “*amadia*”. Desde esa etapa, el alcornoque pasa a producir corcho de buena calidad cada nueve años, por un período aproximado de 150 años (aproximadamente durante 15 ciclos).

La saca del corcho se realiza a lo largo de cinco fases: abertura, separación, división, extracción y remoción. La primera operación, abertura, consiste en golpear el corcho verticalmente en la hendidura más profunda del alcornoque. Al mismo tiempo, el corte del hacha es rodado con el objetivo de separar el corcho exterior del interior. La plancha es separada posteriormente del árbol, insertando la punta del hacha entre la tira y la corteza interior. El hacha es desplazada entre el tronco y el corcho, con el objeto de despegar el corcho en grandes paneles de las principales secciones del tronco. Después de un corte horizontal, se traza una línea horizontal entre la plancha de corcho que va a ser extraída y el corcho que permanecerá en el árbol [78].

2.2.2 Estabilización del corcho bruto

Después de la saca, las planchas son transportadas a los patios de las industrias preparadoras donde, previamente a su tratamiento, será necesario proceder a su estabilización. En función de su calidad y procedencia, las planchas son separadas y amontonadas, de forma que permanecen al sol, al viento y a la lluvia durante seis meses o más [79]. Durante este período, los factores atmosféricos eliminan la mayor parte de la savia del corcho, los polifenoles se oxidan y la textura del corcho se estabiliza.

2.2.3 Cocido

Tras el periodo de estabilización, las planchas de corcho son cocidas en agua limpia durante una hora como mínimo. Esta operación de introducir un fardo de corcho para su cocción en la caldera y la extracción del mismo una vez cocido, coloquialmente es conocida con el término de “calderada”. Antes de comenzar el proceso de transformación del corcho a tapón, el corcho tiene que ser cocido obligatoriamente para que se vuelva más flexible y permitir la expansión de todas sus lenticelas [79].

Antes del proceso de cocido, las células del corcho se encuentran débiles y arrugadas, después del proceso de cocción, el aire existente en las células se expande, creando una estructura celular muy densa y más uniforme. Este proceso de cocción en agua caliente aumenta el volumen del corcho en aproximadamente un 20%, volviéndolo más liso y suave, y por tanto más fácil de trabajar. La operación de cocido es un proceso normalizado y definido por el Código Internacional de Buenas Prácticas Taponeras (CIPT) [79] para conseguir una reducción significativa de la microflora.

2.2.4 Retaceo, calibrado y escogido

Las planchas de corcho, una vez que son cocidas, han de ser secadas y están sujetas a un período de reposo de tres semanas en almacén con niveles de humedad y temperatura controlados [79].

Después, se procede al retaceo del corcho, que consiste en separar mediante cortes de cuchilla en la plancha partes de diferentes calidades o espesor, recortar las aristas, para que las planchas sean rectangulares y homogéneas.

Las planchas de corcho recortadas son seleccionadas una a una de acuerdo con su espesor (calibre) y clasificadas por su calidad en función de la porosidad y de ciertos defectos estructurales que pueda presentar el corcho, separando en esta fase todo el corcho que no sea apto para la producción de tapón. Según el calibrado y escogido de las planchas, el destino productivo de las mismas será tapón de corcho natural, disco de corcho natural o aglomerado.

Finalmente, las planchas de la misma clase, es decir, que tengan mismo calibre y calidad, son prensadas y agrupadas para formar los denominados fardos, para así facilitar su almacenaje y transporte a las industrias transformadoras [80].

2.2.5 Fabricación de aglomerados

Las planchas de corcho que no tengan un calibre suficiente para la producción de tapones o discos naturales, pero sí tengan calidad suficiente para poder ser utilizados para la fabricación de otros tipos de tapones, así como los restos obtenidos tras la perforación de los tapones y discos naturales, son triturados y transformados en tapones de corcho aglomerado que pueden ser fabricados con un molde individual o por extrusión, siendo aglutinados con sustancias aptas para su uso en contacto con alimentos [77].

El proceso de extrusión consiste en una mezcla de granulado, aglutinante y lubricante, colocada en una tolva, que alimenta a un cilindro sometido cíclicamente a la presión de un pistón. Por el extremo contrario del cilindro se obtiene una barra de aglomerado en forma continua, que posteriormente será seccionada longitudinalmente con las medidas del tapón.

2.2.6 Selección y terminación

En esta operación se procede al examen minucioso de los tapones de corcho eliminando aquellos que tengan cualquier defecto. El procedimiento de selección se puede realizar a través de lectores ópticos

automatizados o bien con personal altamente cualificado para la inspección visual de los tapones clasificándolos en distintas calidades.

Una vez seleccionados, los tapones de corcho se lavan y desinfectan. El proceso de lavado se realiza con una solución acuosa de peróxido de hidrógeno y posteriormente se secan en hornos especiales para este proceso. Así se consigue eliminar la humedad interna del corcho, sin modificar o dañar la estructura de sus células. Finalmente para la terminación de los tapones, los mismos se marcan con impresión a tinta o a fuego, y concluida la marcación, los tapones son revestidos con silicona o parafina, para facilitar su introducción y extracción en los golletes de las botellas [77].

2.3 Tipologías de industrias corcheras y procesos

Las industrias corcheras pueden clasificarse como sigue [81]:

- Industria de preparación de corcho en plancha.
- Industria transformadora de corcho natural (Semifacturas).
- Industria terminadora de productos de corcho natural (Manufacturas).
- Industria de fabricación de granulados.
- Industria de fabricación de productos de corcho aglomerado (Manufacturas).

En la práctica, estos grupos de industrias están entrelazados, puesto que el flujo de materia prima, productos intermedios y de desecho son aprovechados en la cadena de producción por uno u otro subproceso, como se observa en la Figura 10.

La industria preparadora, se encarga del primer proceso de selección y preparación del corcho en plancha y es, por tanto, la primera operación de cualquier manufactura. De esta primera fase se obtiene el corcho en plancha destinado a las industrias transformadoras y además se obtiene subproductos utilizados por la industria de granulados y aglomerados, como son el refugo y los desperdicios.

La industria de transformación de corcho natural transforma la plancha según su clasificación y calidad en distintos productos de corcho natural. En su mayoría fabrican tapón natural y arandelas para tapón champagne o discos para tapón técnico. Otras empresas transformadoras enfocan su producción a corcho calidades inferiores para la producción de todo tipo de productos secundarios, como artículos deportivos, artículos para decoración y otros.

Las industrias de fabricación de granulados y aglomerados de corcho utilizan como materia prima los subproductos y desechos de las industrias preparadoras y transformadoras convirtiéndolos en granulados, para posteriormente realizar distintos productos aglomerados.

En la Figura 11, Figura 12, Figura 13, Figura 14 y Figura 15 se representan de forma esquemática las diferentes fases de los procesos de cada tipo de industria [81]. Se puede apreciar que tanto en la industria preparadora como en la industria transformadora de tapón natural existe un proceso de hervido (cocción de corcho). El resto de fases del proceso, tanto de éstas como del resto de industrias, son procesos mecánicos llevados a cabo por maquinaria eléctrica o bien por recursos humanos.

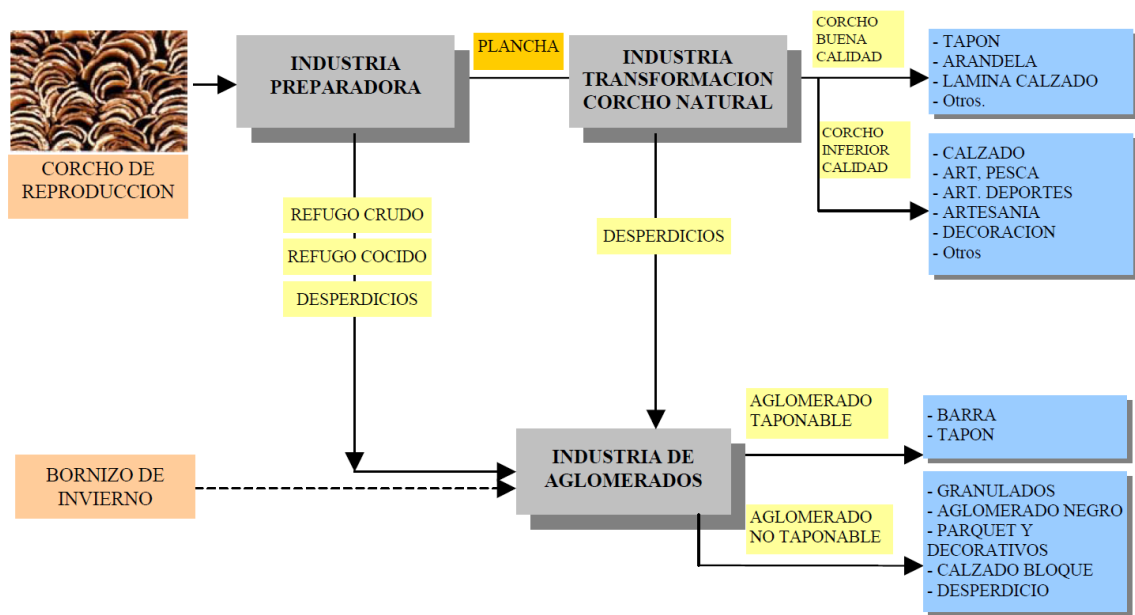


Figura 10. Flujo de materia prima. [81]

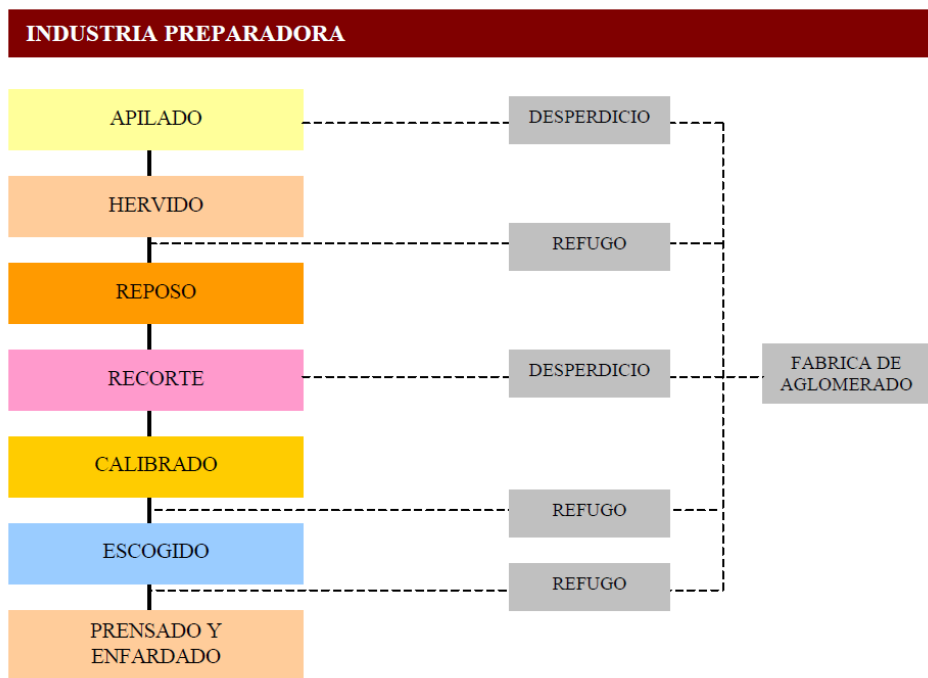


Figura 11. Esquema de proceso de industria preparadoras. [81]

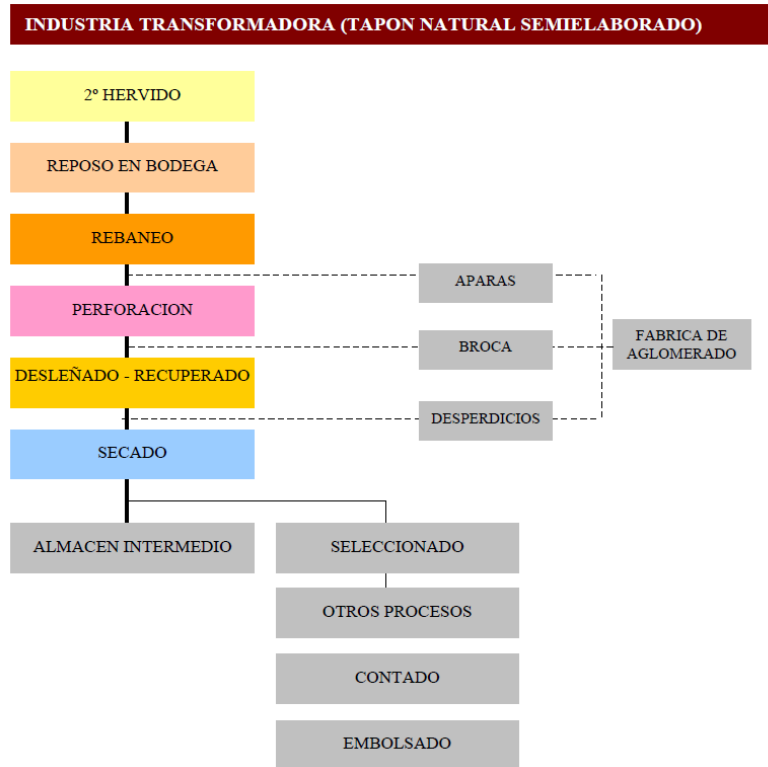


Figura 12. Esquema de proceso de industria transformadora (tapón natural semielaborado). [81]

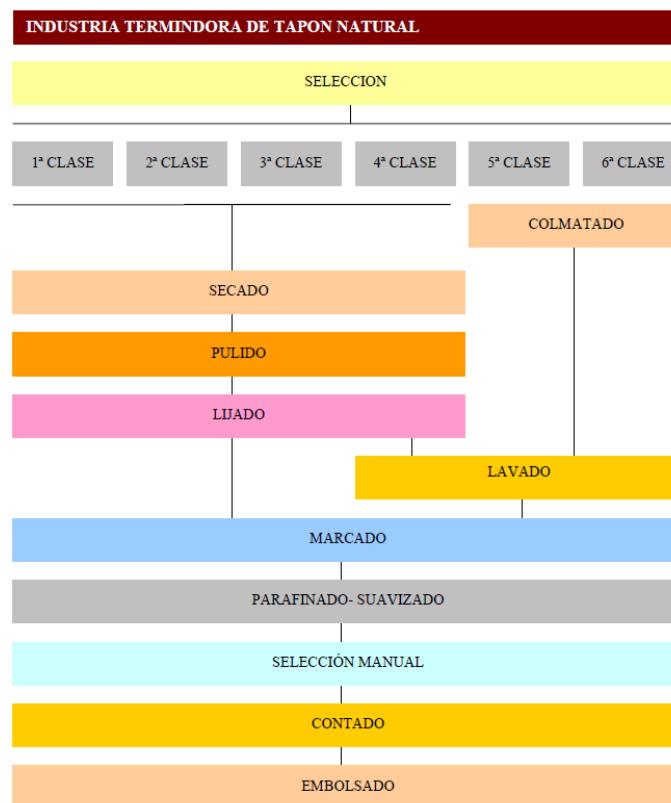


Figura 13. Esquema de proceso de industria terminadora (tapón natural). [81]

INDUSTRIA DE FABRICACION DE GRANULADO

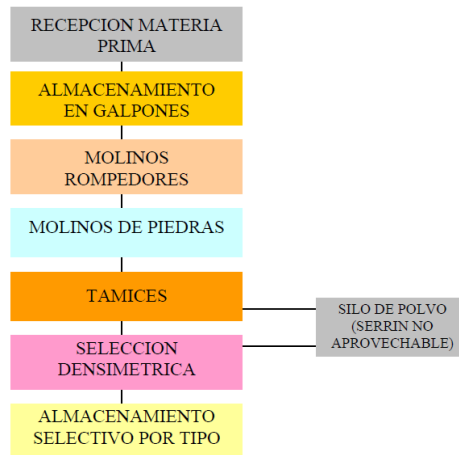


Figura 14. Esquema de proceso de industria de fabricación de granulado. [81]

INDUSTRIA DE FABRICACION DE BARRAS Y TAPON AGLOMERADO

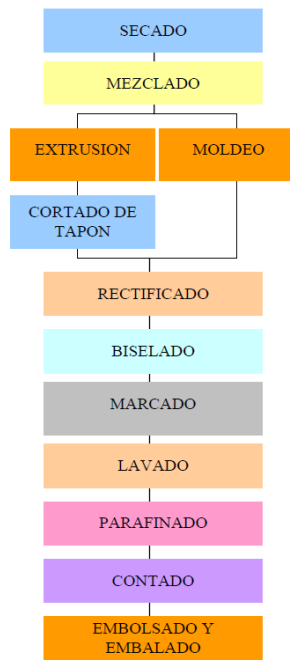


Figura 15. Esquema de proceso de industria de fabricación de barras y tapón de aglomerado. [81]

2.4 Industria preparadora y operación de cocido

La industria corchera mundial ha implantado un sistema de calidad específico, denominado SYSTECODE, proporcionando así un manual donde se recogen una serie de normas para mejorar la calidad de los procesos de fabricación de tapones. El SYSTECODE es un sistema de adhesión voluntaria de verificación de la conformidad con el CIPT, y mediante una auditoría anual que efectúa una tercera parte, se emite un certificado que justifica la conformidad con el código [79].

En el CIPT se definen las prácticas a realizar según cada actividad y operación en la industria corchera. Para el primer cocido de corcho, definido como la inmersión total de las planchas de corcho en agua limpia hirviendo, con el objeto de limpiar el corcho, extraer las sustancias solubles, aumentar el espesor y mejorar la flexibilidad y elasticidad del corcho, se establecen las siguientes prácticas [79]:

- Se debe colocar un contador de agua limpia justo antes de la entrada de las aguas en la caldera.
- La duración efectiva del cocido será de al menos una hora, en agua hirviendo a una temperatura próxima a los 100°C.
- Ha de existir un registro del consumo de agua correspondiente a todos los cambios.
- Cambiar regularmente las aguas de cocido (una vez o en renovación continua), al menos 2 veces por semana, cuando es en funcionamiento continuo y después de cada parada de 1 día.
- Limpiar la caldera retirando completamente los residuos sólidos y la espuma de la ebullición y enjuagar con agua limpia después de cada cambio de agua de cocido.

Estas prácticas se determinan así para las empresas que han obtenido el nivel “BASE” de SYSTECODE, pero si la empresa quisiera obtener el certificado nivel “PREMIUM” debe cambiar regularmente las aguas de cocido al menos una vez por día.

El aporte de agua al proceso de cocción se produce en dos vías, una es el aporte que se realiza cuando se vacía y limpia la caldera, y por tanto precisa de una reposición total del agua de caldera. Si la empresa está acogida a SYSTECODE, suele producirse los miércoles y viernes, para las empresas BASE y todos los días para las empresas PREMIUM. Las empresas que no están acogidas a este sistema realizan el cambio de agua al menos una vez por semana, generalmente los viernes, o según los días de parada y funcionamiento.

Por otro lado, hay un aporte continuo de agua al proceso diariamente durante cada calderada, para recibir el agua perdida en cada cocción, bien debido al incremento del volumen que sufre el corcho durante la cocción o bien debido a la evaporación que tiene lugar en el proceso. Esta agua de recebo se introduce en la caldera después de cada calderada para conseguir el nivel de agua necesario, para que cuando sea introducido el siguiente fardo de corcho, quede completamente cubierto para comenzar con la cocción del mismo. Este aporte de agua limpia tras cada calderada, normalmente agua de red, hace que la temperatura del agua en la caldera disminuya, por lo que una vez recibida el agua e introducido el corcho, hay que esperar hasta que el agua alcance la temperatura cercana a los 100°C que marca el CIPT, para comenzar a contabilizar la hora de cocción.

El hervido del corcho ha sufrido una modernización a lo largo del tiempo, de modo que se puede distinguir entre un proceso de cocido tradicional y no tradicional. Ambos sistemas se observan en la Figura 16. [82]. En el método tradicional, los fardos de corcho se introducen en las calderas donde se mantiene el agua en ebullición utilizando un horno de combustible directo. Sin embargo, en el proceso de cocción no tradicional, la cocción de los fardos de corcho se realiza en un autoclave cerrado de acero inoxidable, de modo que el corcho se introduce EN el dispositivo vacío y el agua se rellena tras el cierre del mismo y posteriormente se hace circular durante la hora de cocción, una vez finalizado el hervido, se vacía y se abre y se sacan los fardos de corcho cocido. El proceso de carga y descarga en este sistema, está automatizado y controlado por ordenador. Este proceso de cocido no tradicional se utiliza fundamentalmente en la industria portuguesa, no existiendo plantas operativas de este tipo de cocido en España.

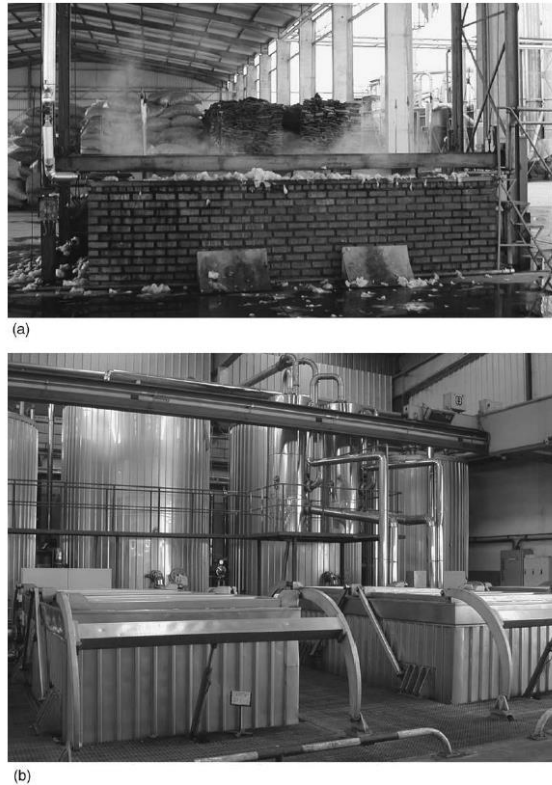


Figura 16. Equipos de cocción de corcho: (a) caldera tradicional; (b) autoclaves cerrados, sistema no tradicional. [82]

Así pues, el hervido tradicional se lleva a cabo en calderas abiertas de acero inoxidable de diferente capacidad, que tienen un hogar situado en la parte inferior de la caldera y están provistas de doble pared, una de acero y otra de mampostería, que sirven tanto para aislar la caldera como para que circulen los gases de combustión entre ambas, lo que permite el aprovechamiento del calor de estos humos en el proceso (Figura 17). El combustible en este proceso puede ser leña o pellet (en este trabajo se analizará la utilización como “combustible” del recurso solar a través de la tecnología de concentración Fresnel en el proceso de cocido tradicional).

En el caso de utilizar leña como combustible, la misma se introduce en el hogar situado en la parte inferior de la caldera lo que supone que un operario tiene que comenzar a trabajar unas tres o cuatro horas antes de la jornada diaria de trabajo, para introducir leña en el hogar, y de forma que el agua coja temperatura y sea posible la realización de siete u ocho calderadas o procesos de cocido al día. En este proceso, la cocción se realiza sin control de temperatura del agua, es decir el operario establece que ha comenzado el cocido cuando visualmente el agua comienza a burbujear, y a partir de ese momento se contabiliza la hora de cocción establecida.

En el caso de utilizar pellets como combustible, el hogar de la caldera se adapta para la instalación de un quemador. En este caso este quemador es comandado por un cuadro de mando instalado junto al recipiente de cocción, con el que se programa el funcionamiento del quemador y el calentamiento del agua se realiza de manera automática. Las variables que se controlan desde este cuadro son la temperatura del agua, la potencia del quemador y el horario de encendido y parada del mismo. En cuanto a las temperaturas, se controlan la temperatura de consigna, la temperatura de reanudación y la histéresis inferior y superior (margen de temperaturas inferior y superior de funcionamiento). Se programa la temperatura de consigna, o temperatura de cocción, que es la temperatura a la que debe cocer el corcho durante, al menos, una hora. Normalmente se programa en 98°C. Para el control de esta temperatura, en

las industrias se instala en el vaso de la caldera una sonda de temperatura PT100 que se introduce en la caldera de cocción a media altura, tal y como se muestra en la Figura 17.

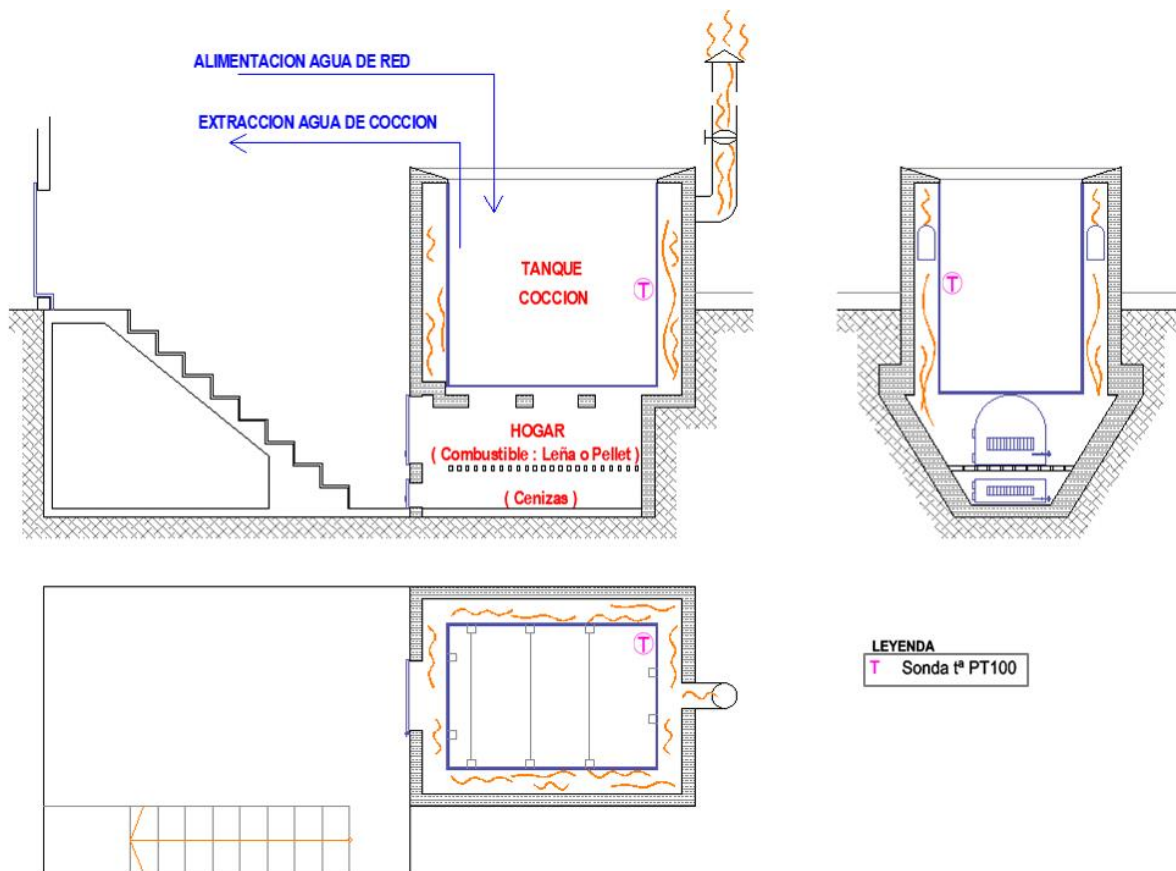


Figura 17. Caldera clásica de cocido de corcho.

El quemador se programa para funcionamiento modulado, es decir, no se apaga al llegar a la temperatura de trabajo, sino que, en función de los ajustes adicionales varía el consumo gradualmente, estableciéndose una histéresis de trabajo. De esta forma el quemador trabaja a máxima potencia si la temperatura está por debajo de la histéresis inferior, a potencia media si supera ésta y no alcanza la temperatura de consigna, y a potencia mínima si alcanzada la temperatura de consigna y no llega a la histéresis superior. En el caso de superar esta última, el quemador se detendrá y entrará en paro modulado. Si la temperatura baja hasta la de temperatura de reanudación volverá a rearmarse. Por lo tanto, el quemador es modulable diferenciando los diferentes rangos de potencia, tales como potencia de encendido, potencia máxima, potencia media, potencia mínima y potencia de reposo.

En cuanto al horario de funcionamiento, el quemador ofrece la posibilidad de programar tres horarios independientes en los que se puede seleccionar la hora de puesta en marcha y de apagado en función del día de la semana, estableciendo así los días de funcionamiento, la hora de arranque y la hora de parada. Además, es siempre posible la puesta en marcha y la parada manual. Este modo de funcionamiento es común para todos los quemadores que normalmente se instalan en las industrias.

3 Sistemas solares para generación de calor de procesos

3.1 Introducción

En este capítulo se realiza un resumen de las diferentes tecnologías solares existentes, describiéndolas de forma general, analizándolas y comparándolas con el fin de establecer la más adecuada en función de cada trabajo a desarrollar. Así, se describen las tecnologías solares con y sin seguimiento conociendo sus principales características y realizando una comparativa entre las tecnologías más apropiadas, profundizando en el sistema de foco lineal Fresnel, explicando su principio de funcionamiento, la orientación e inclinación más favorables y las pérdidas que afectan a su rendimiento.

Posteriormente, se describirá como puede llevarse a cabo la integración del calor solar en un proceso industrial, partiendo del conocimiento de la demanda térmica y las temperaturas de los procesos que tienen lugar, así como cuál es el punto de conexión más idóneo y el formato de integración más favorable, según los diferentes criterios y siguiendo una metodología específica.

Por otra parte, se detallan las diversas tecnologías de acumulación y el proceso de diseño de un sistema solar térmico, partiendo de la estimación de la demanda de la industria, de la energía consumida en cada operación y del perfil horario, pudiendo caracterizar así la magnitud y el perfil de la demanda.

Se profundizará también en las fuentes de información del recurso solar, así como de otras variables ambientales, y sobre factores como la localización geográfica, la inclinación y las sombras. Asimismo, se analizará la importancia de otros parámetros como el precio de la energía o el espacio disponible.

Por último, se especificará en base a qué criterios se deberá realizar la selección de la tecnología solar a utilizar y el predimensionamiento y la simulación del campo solar.

3.2 Tecnologías solares

Los colectores de energía solar son intercambiadores de calor que ceden la energía de la radiación solar a un fluido caloportador existente en el propio colector, en definitiva, el colector se encarga de absorber la radiación solar incidente y convertirla en calor. La energía transportada por el fluido, que puede ser aire, agua o aceite térmico, puede ser usada directamente o acumulada en un depósito de almacenamiento para su uso posterior, en momentos de demanda energética en los que haya baja o nula radiación solar. Hay fundamentalmente dos tipos de colectores solares: sin concentración o con concentración solar [23].

Los que no utilizan concentración reciben la radiación solar directamente, sin usar sistemas que permitan el seguimiento del sol en todo su ciclo, siendo el área de recepción y absorción de la radiación solar siempre la misma. Por su parte, los colectores solares de concentración, de forma general, tienen una superficie con una determinada curvatura que se encarga de concentrar los rayos solares en un área mucho más pequeña. Los colectores de concentración son más apropiados para aplicaciones de media y alta temperatura [83]. En Figura 18 se muestran los diferentes tipos de colectores con y sin seguimiento solar. Una ventaja a la hora de utilizar sistemas de concentración que emplean seguimiento solar es que éstos pueden interrumpir el aporte solar si no existe demanda o si es preciso realizar una parada por determinados problemas o por sobrecalentamiento.



Figura 18. Clasificación de los colectores solares atendiendo al seguimiento. [23]

Entre los posibles usos de la energía solar destacan la calefacción doméstica, el calentamiento de agua, la destilación, la generación de energía, la fotosíntesis, la evaporación, el secado, la obtención de hidrógeno y la refrigeración solar, entre otros.

Las tecnologías solares pueden clasificarse en tres grupos, según su nivel de concentración y las temperaturas que pueden alcanzar. El primero de ellos corresponde a los captadores solares sin concentración (captadores de placa plana, de tubos de vacío y concentradores parabólicos compuestos), que funcionan regularmente a temperaturas por debajo de los 100°C. Su uso principal es la producción de agua caliente sanitaria o a la climatización de edificios. En segundo lugar, se encontrarían los captadores de media concentración, con un rango de funcionamiento de temperaturas entre 120°C hasta 450°C. En este grupo sobresalen dos tecnologías, los captadores cilindroparabólicos y los captadores lineales Fresnel. Ambos concentran la radiación solar en una línea focal donde está situado el receptor por el cual circula el fluido caloportador. Por último, están los sistemas de alta concentración que pueden alcanzar temperaturas superiores a los 450°C e incluso pueden superar los 1.000°C al concentrar la radiación en un foco puntual. Dentro de éstos se sitúan los sistemas de torre central, los discos parabólicos y los hornos solares [56].

3.2.1 Tecnologías solares sin seguimiento

Los colectores sin seguimiento se pueden clasificar en tres tipos: colector de placa plana, colector parabólico compuesto y colector de tubos de vacío.

3.2.1.1 Colector de placa plana

El colector de placa plana dispone de un vidrio transparente que permite el paso de la radiación solar hasta un absorbedor con una superficie negra de alta absorptividad así es capaz de captar la máxima cantidad de energía, la cual es transportada por un fluido intermedio que podrá ser almacenado en un acumulador. Este tipo de sistema aprovecha tanto la radiación directa como la radiación difusa. Al no disponer de seguimiento solar, deben posicionarse correctamente orientadas hacia el Sur para su mayor rendimiento [83].

3.2.1.2 Colectores parabólicos compuestos

Los colectores parabólicos compuestos son concentradores no formadores de imagen, u óptica anidólica, es decir, procesan solamente el flujo de radiación con el propósito de lograr la concentración

más alta posible, sin conservar información acerca de sus direcciones, que es algo que todos los sistemas con imágenes deben hacer [84]. Estos colectores se basan en reflejar toda la radiación incidente a una superficie absorbente y no necesitan hacer seguimiento solar, ya que pueden hacer uso de una geometría de dos secciones de parábola para minimizar las pérdidas.

3.2.1.3 Colector solar de tubos de vacío

El colector solar de tubos de vacío consta de un conjunto de tubos cilíndricos. Los tubos están formados por un absorbente selectivo, situado sobre un asentamiento reflector y rodeado de un cilindro de vidrio transparente. Entre el tubo exterior transparente y el absorbente interior se ha hecho el vacío. Con ello se evitan las pérdidas termodinámicas por conducción y por convección desde la superficie absorbente y este hecho permite alcanzar temperaturas de más de 100°C y aprovechar mucho más la radiación solar [23].

3.2.2 Tecnologías solares con seguimiento

En los colectores con seguimiento solar se emplean métodos de concentración mediante elementos ópticos. Estos dispositivos, de diseño más complejo, son capaces de captar y concentrar la radiación solar, logrando elevar la temperatura del fluido caloportador por encima de los 100°C -125°C, empleándose fundamentalmente en el ámbito de la energía solar térmica de media y alta temperatura.

Los sistemas termosolares de concentración se diferencian por el uso de dispositivos que redirigen la radiación solar incidente sobre una determinada superficie (superficie de captación) y la concentran sobre una superficie de menor tamaño (superficie absorbente). El cociente entre ambas superficies se denomina relación de concentración. Así, se caracterizan por dos subsistemas:

-Concentrador solar: encargado de concentrar la radiación solar directa que llega a su superficie, de modo que se aumenta la densidad por unidad de superficie de la radiación solar reflejada. La concentración de la radiación solar suele conllevar pérdidas de tipo geométrico u óptico, asociadas a la propia superficie del concentrador y su montaje.

-Receptor solar: es el elemento donde la radiación solar concentrada es convertida en energía térmica útil. Esta conversión se hace generalmente aumentando la temperatura de un fluido de trabajo que circula por dicho receptor. Como consecuencia de su mayor temperatura, en el receptor tienen lugar pérdidas térmicas hacia el ambiente que le rodea.

Una característica diferencial de los sistemas termosolares de concentración es que ésta se lleva a cabo mediante reflexiones especulares, por lo que únicamente puede aprovecharse la componente directa de la radiación solar. De este modo, existen dos tecnologías para la concentración de la radiación solar directa atendiendo a la geometría del foco o lugar donde se transforma la radiación solar concentrada en energía térmica: concentración puntual, que consiste en orientar todos los espejos hacia un mismo punto (como ocurre en los sistemas de torre central y sistemas de disco Stirling o parabólico, denominados generalmente sistemas de foco puntual), y concentración lineal, en la que se congrega la radiación solar directa en un receptor lineal situado por encima del espejo, alcanzándose menores temperaturas debido a que el receptor presenta un área mayor que en la tipología de foco puntual. Es el caso de los sistemas de concentración cilindroparabólicos y de tipo Fresnel, denominados habitualmente sistemas de foco lineal.

Todas las tecnologías de concentración de energía solar utilizan por tanto una configuración de espejos para concentrar la energía de la luz del sol en un receptor y convertirla en calor. Después, el calor se puede

usar para crear vapor e impulsar una turbina para producir energía eléctrica o se puede usar directamente como calor de proceso para los diferentes procesos en industrias [85].

3.2.2.1 Sistemas de foco puntual

Se describen en este apartado los sistemas de foco puntual como son los sistemas de torre central y sistemas de disco Stirling o parabólico (Figura 19).

El sistema de receptor central, o de torre, consiste en un campo de espejos, denominados helióstatos, que suelen ser de gran superficie (40-125 m² por unidad) y están dotados de un sistema de control para que cada espejo refleje la radiación solar directa sobre el receptor central situado en la parte superior de una torre. En esta tecnología, la radiación solar concentrada suele calentar en el receptor un fluido a temperaturas entre 500°C y 1.000°C, que posteriormente puede usarse para alimentar energéticamente un proceso industrial que requiera calor a esos niveles de temperatura, o bien, como es más habitual producir vapor en un intercambiador de calor para alimentar a una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico. Los espejos están compuestos por una superficie reflectante, una estructura y los mecanismos que permiten que se oriente adecuadamente. El campo de helióstatos en su conjunto es un sistema óptico de foco puntual capaz de alcanzar relaciones de concentración elevadas (500 a 1.000) o muy elevadas (3.000).

El receptor es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica en el fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, aire, etc.) para ser usada en procesos posteriores. Se coloca a cierta altura sobre el campo de helióstatos, generalmente sobre una torre, con el fin de evitar o reducir, las sombras entre los helióstatos/espejos. Debido a los altos flujos de radiación solar que se alcanzan en el receptor, éste puede trabajar a altas temperaturas sin excesivas pérdidas térmicas. Estas centrales admiten funcionamiento híbrido con diferentes opciones y tienen además el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico. A partir de este almacenamiento, el sistema puede proporcionar energía incluso en condiciones de cielo nublado o durante la noche. Actualmente, la solución más utilizada son depósitos de almacenamiento de sales fundidas, que acumulan parte de la energía captada durante el día para ser transformada en electricidad en otro momento.

Por otro lado, el fluido caloportador que circula por el receptor central, tal y como se ha indicado, puede ser: agua-vapor (sobrecalentado o saturado), sodio líquido, sales fundidas y aire. En el caso de las plantas para generación de energía eléctrica, además de los subsistemas específicos de la tecnología solar, también se encuentra la parte convencional de una central eléctrica, cuyos elementos principales son el generador de vapor y el bloque de potencia. El sistema de control es más complejo que el de una planta térmica convencional, ya que además debe integrar todos los subsistemas solares de la central, cuya interacción se complica, sobre todo en los periodos de arranques, paradas y transitorios, que son los más críticos [86].

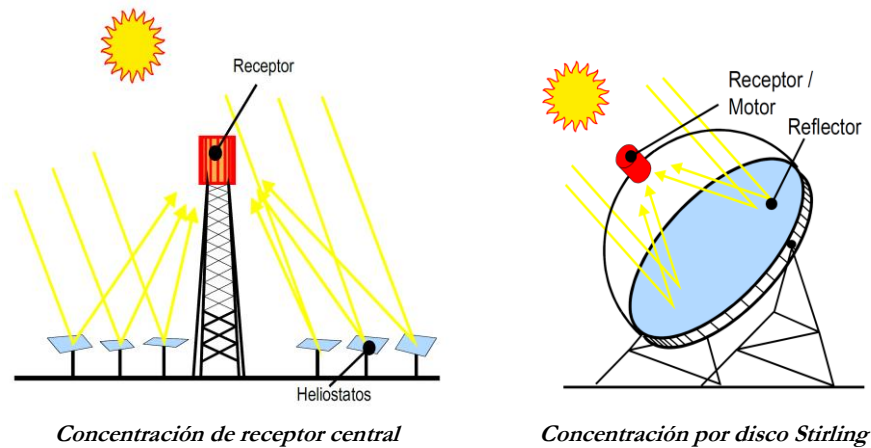


Figura 19. Sistemas de concentración de foco puntual.

Por su parte, la tecnología de disco Stirling o disco parabólico consta, principalmente, de una superficie reflectora, una estructura soporte, un mecanismo de seguimiento en dos ejes (azimut y elevación), un sistema de control y un elemento de transformación de potencia. El disco concentrador es una superficie reflectante de revolución, de sección parabólica, que concentra, en un punto situado en su foco, los rayos solares que inciden perpendiculares al plano de apertura. En dicho foco se coloca el bloque de potencia, cuya entrada está compuesta por el receptor de cavidad, que absorbe la energía solar y la transforma en energía térmica, que acciona un motor Stirling. Esta tecnología precisa de una estructura que, además de colocarlo en la posición adecuada, les permita el seguimiento en dos ejes al disco solar, de modo que la incidencia de los rayos solares sea normal a la superficie de apertura de la parábola en todo momento. Los sistemas de disco Stirling requieren de sistemas de seguimiento de alta precisión y normalmente alto coste. Por lo general, se tiende a maximizar el tamaño por unidad de sistema de seguimiento con objeto de reducir el coste por unidad de superficie [86].

3.2.2.2 Sistemas de foco lineal

Se describen en este apartado los sistemas de foco lineal como son los sistemas de concentración cilindroparabólicos y de tipo Fresnel (Figura 20), siendo estos últimos el objeto de esta tesis doctoral.

En los sistemas de colectores cilindroparabólicos, la energía del sol se concentra mediante reflectores con forma de cilindro parabólicamente curvos en un tubo receptor, el tubo absorbente de calor, que se extiende a lo largo de aproximadamente un metro por encima de la superficie curva de los espejos. En las plantas de generación de energía eléctrica con esta tecnología, la temperatura del fluido caloportador que circula por la tubería, normalmente aceite térmico, se eleva de 293°C a 393°C, y luego la energía térmica se aprovecha en el bloque térmico para generar electricidad en un generador de vapor convencional. Un campo de colectores solares cilíndricos consta de múltiples espejos con forma de cilindro parabólico en filas paralelas alineadas y orientadas según el eje norte-sur para permitir que estos espejos con forma de canal de un solo eje sigan el sol de este a oeste durante el día para garantizar que el sol esté enfocado continuamente en las tuberías del receptor. A partir de 2018, el 90% de las tecnologías de concentración de energía solar en operación comercial, y principalmente para producción de electricidad, es cilindroparabólica [85].

Uno de los aspectos más singulares de esta tecnología es la producción de los espejos curvos necesarios para este tipo de colectores siendo difíciles de fabricar e implicando elevados costes. Además, su implantación puede requerir de un uso amplio de superficie disponible en función de la orientación que se le dé al campo y de si dispone o no de almacenamiento térmico. Asimismo, los colectores precisarán

según la instalación de determinada distancia entre sus filas para evitar el sombreado. El mantenimiento y la limpieza de los espejos pueden ser compleja y también se necesitará un espacio suficiente entre las filas de espejos para poder acceder de forma adecuada a sus superficies. El factor de ensuciamiento dependerá de las condiciones ambientales de la ubicación. Los espejos de los colectores cilindroparabólicos suponen un peso importante, que tanto las estructuras, como los sistemas de seguimiento, como los apoyos y otros elementos de conexión deben soportar. Además, son superficies expuestas a la fuerza del viento, por lo que precisan de una estructura lo suficientemente resistente que sea capaz de soportar esta carga [23].

Las temperaturas que se pueden alcanzar en los sistemas cilindroparabólicos dependen de sus características físicas, del tipo de absorbedor, del factor de concentración, del fluido caloportador que se utilice, de los materiales empleados, etc.

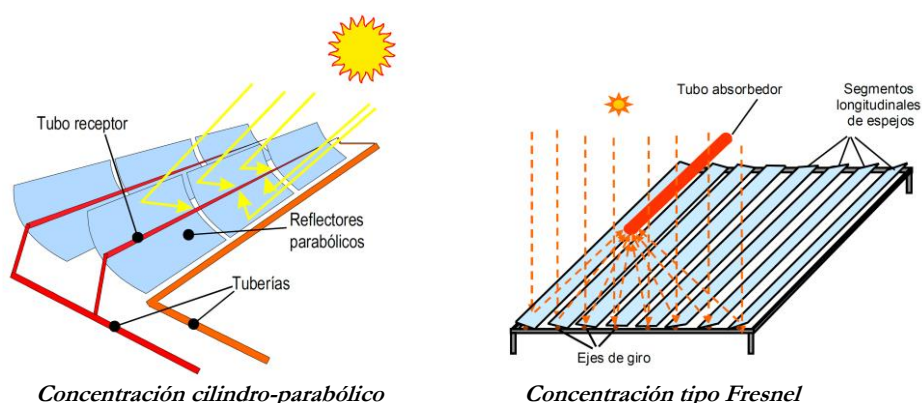


Figura 20. Sistemas de concentración de foco lineal.

Por su parte, en los colectores lineales Fresnel, la radiación solar directa es reflejada a través de espejos largos y rectangulares, prácticamente planos, que poseen una curvatura muy pequeña. Estos espejos reflejan la radiación solar sobre un tubo receptor común que está fijo y situado sobre los reflectores. Cada reflector tiene su propio eje de giro y su sistema de seguimiento solar, de forma que giran independientemente unos de otros. Además, disponen de un segundo sistema de concentración en el receptor para asegurar la máxima captación de energía. De esta forma, los concentradores lineales tipo Fresnel pueden considerarse como un híbrido entre los cilindroparabólicos y los sistemas de receptor central, ya que tienen un receptor longitudinal semejante al de los primeros, pero sobre el tubo receptor se concentra la radiación solar reflejada por varios espejos, de forma semejante a los sistemas de receptor central.

3.2.2.3 Comparativa entre colector lineal Fresnel y cilindroparabólico

Los colectores Fresnel presentan varias ventajas con respecto a los colectores cilindroparabólicos, aunque en ellos se produce una cierta pérdida de rendimiento óptico a la hora de concentrar los rayos (al ser el campo de espejos de los colectores Fresnel una aproximación a una parábola) entre otras ventajas, los colectores Fresnel son más fáciles de fabricar, instalar y mantener [87].

Por su parte, el grado de concentración que se obtiene con ambas tecnologías es similar, por tanto, sus temperaturas de trabajo son también similares. Sin embargo, hay diferencias en el funcionamiento entre ambos sistemas. Por ejemplo, la influencia del ángulo de incidencia es más acusada en un colector Fresnel, lo que reduce su rendimiento óptico. Este inconveniente puede ser compensado, al menos teóricamente, por un menor coste de inversión, debido principalmente a los siguientes aspectos: espejos y estructuras de

soporte más ligeras y económicas, sistema receptor más económico debido a la ausencia de soldaduras vidrio-metal y vacío y mayor facilidad de limpieza de los espejos debido a que estos se hallan a poca altura (menores costes de operación y mantenimiento) [88].

El potencial de optimización de los colectores Fresnel está dirigido al punto económico. Uno de los aspectos que puede abaratar el coste, es la utilización o no de tubos de vacío en el absorbedor, ya que no siempre se justifica su utilización para obtener las temperaturas necesarias para los procesos térmicos más frecuentes.

Las principales diferencias del colector Fresnel frente a los cilindroparabólicos son [89]:

-Requieren superficies algo menores de implantación ya que no existen tantos problemas de sombreado entre filas de colectores.

-La calidad de los espejos reflectores Fresnel no suele ser tan elevada como en el caso de los cilindroparabólicos y su limpieza, dependiendo del tipo de colector, puede ser más sencilla también.

-Los colectores Fresnel necesitan estructuras más sencillas y ligeras, ya que están menos expuestos a la acción del viento.

-La posición fija del tubo absorbedor evita la necesidad de articular las uniones hidráulicas y, por tanto, reducen los problemas de estanqueidad o de pérdida de vacío en los tubos.

- Los concentradores suelen tener una altura elevada respecto a la posición del reflector, aproximadamente 4 o 5 m, lo que supone mayores pérdidas al final del colector (parte de los rayos incidentes en la zona final del reflector se pierde al ser reflejada)

Varios han sido los autores que a lo largo del tiempo han analizado las diferencias y similitudes entre estos sistemas. Autores como Mills, D. [90] realizaron una clara distinción entre estas tecnologías de seguimiento solar, considerando la tecnología de los colectores cilindroparabólicos como una tecnología implantada de forma más generalizada que la Fresnel, si bien esta última se podría considerar más actual y orientada a reducir los costes de fabricación y mantenimiento como se ha explicado anteriormente.

Por su parte Najla El Gharbi et al. [91], realizan una comparativa entre ambas afirmando que la tecnología de colectores cilindroparabólicos es ligeramente mejor que la tecnología Fresnel, obteniendo los primeros un 17% de eficiencia anual frente a un 9- 11% del Fresnel. Uno de los datos más significativo del estudio son los valores de eficiencia, tanto óptica como térmica, que se obtienen a lo largo de un año para ambas tecnologías. En base a estudios realizados en la región de Hassi Rmel, en el sur de Argelia (África) se obtuvieron eficiencias del 55,8 % para el colector cilindroparabólico y 45,75 % para el colector Fresnel. Los autores concluyeron que la tecnología Fresnel podría considerarse una futura candidata para la generación de energía eléctrica en plantas solares térmicas dado que supone un ahorro en costes de fabricación y mantenimiento. Sin embargo, los colectores Fresnel poseen un rendimiento óptico y térmico menor que los colectores cilindroparabólicos debido a la influencia del ángulo de incidencia γ (ángulo que forma el vector de radiación solar incidente con respecto a la superficie de captación) y del factor coseno δ (pérdida óptica de los sistemas lineales Fresnel debido a que la radiación solar incidente no llega de forma perpendicular a la superficie de captación, dado que los espejos se colocan favoreciendo que la radiación reflejada se dirija al tubo absorbedor).

Igualmente R. Abbas et al. [92] realizaron una comparativa entre el rendimiento óptico del colector Fresnel (por un lado con segundo receptor compuesto por varios tubos y por otro lado con un único tubo) y los colectores cilindroparabólicos. Mediante trazado de rayos utilizando el método Monte Carlo

[93] obtuvieron la energía eficaz y los mapas de intensidad de flujo del receptor secundario para diferentes días del año y diferentes localizaciones: Almería (España) y Aswan (Egipto). Tras el estudio, concluyeron que la eficiencia del concentrador cilindroparabólico es mayor a la del concentrador Fresnel, ya sea con segundo receptor de haz de tubos o tubo simple, debido a que éstos poseen una parábola perfecta que consigue concentrar en todo momento el haz de luz en el tubo absorbedor. Como ventaja para la tecnología Fresnel incidieron en la reducción de los costes de producción de energía debido a su configuración más simple: espejos simples y más estrechos, estructura más ligera, menor carga de viento, ausencia de uniones móviles en el tubo absorbedor, etc. Otro aspecto a destacar de este trabajo es que la tecnología Fresnel de reflector secundario con tubo simple alcanza mayor eficiencia que la que dispone de haz de tubos ya que se alcanzan mayores valores de intensidad de flujo.

Teniendo en cuenta el aspecto económico (la reducción de costes de fabricación y mantenimiento) los colectores Fresnel pueden presentar un buen potencial frente a los cilindroparabólicos. Así pues J.D. Nixon y P.A. Davies [94] presentaron un método para la optimización del espaciado entre los espejos primarios y la temperatura óptima de funcionamiento del colector Fresnel, con el objetivo de maximizar la producción de energía disponible y las horas de operación y minimizar los costes asociados.

Por su parte, Moghimi et al. [95] realizaron una evaluación económica y financiera de la tecnología, dirigida a minimizar los costes de producción de electricidad de una planta Fresnel. Utilizaron el término técnico LEC (relación del coste anual total sobre el rendimiento eléctrico anual de la planta) para calcular el coste promedio anual por kWh de electricidad. En este término influyen diferentes parámetros de diseño de la planta, tales como el coste de los espejos del primario o los costes del tubo absorbedor, entre otros. Este trabajo ofreció datos referentes al coste de los materiales empleados en la construcción de este tipo de receptores que fueron obtenidos a partir de los resultados del proyecto Solarmundo [96], sin embargo, solo proporcionaron una información inicial para ser completada en posteriores estudios.

Otros autores analizaron el coste que supone desarrollar un colector Fresnel, como es el caso de A. Barbón et al. [97], que llevaron a cabo una estimación de los costes de fabricación de un reflector Fresnel a pequeña escala y desarrollaron una relación de estimación de costes analizando en detalle los procesos de fabricación de un colector Fresnel. Para hacerlo, dividieron el sistema en ocho subcomponentes: unidades de movimiento, sistema de reflector secundario, estructuras fijas y móviles, unidades de espejo, sistema de seguimiento y ensamblaje. Y para cada uno de ellos realizaron una estimación de los costes primarios y también la relación entre el coste de los parámetros geométricos. Definieron diferentes factores de coste, en base a los cuales calcularon los costes de material, mano de obra y herramientas. De entre todos los costes calculados, el referente a las unidades de movimiento fue el que más influía en el coste final.

Además de lo ya indicado, es importante conocer qué tecnologías están disponibles en el mercado en el momento de abordar la realización de una instalación. Tras hacer una revisión bibliográfica, se encuentran diferentes autores que hacen un análisis del estado del arte de diferentes formatos comerciales tanto de colectores Fresnel como de colectores cilindroparabólicos a lo largo de la última década. De entre ellos, se puede destacar el trabajo realizado por Horta, P. [98] en el marco de la Task 49 que realiza una revisión de los colectores existentes en mercado y que cuentan con certificación. También Häberle, A. et al. [99] realizaron una revisión del mercado. Adicionalmente, si se analizan las tipologías de instalaciones de las diferentes bases de datos, así como las últimas novedades que se publican en la Plataforma Solar Concentra [28], se puede extraer como conclusión que en la actualidad, y sobre todo para aplicaciones de generación de calor industrial, hay más número de colectores comerciales tipo Fresnel que cilindroparabólico, siendo este un punto llamativo e importante a la hora de realizar el diseño de una instalación solar. De tipología Fresnel a pequeña escala se encuentran en el mercado los siguientes colectores comerciales: Frexnex-ECOTHERM [100]; INDUSTRIAL SOLAR GmbH [101]; SOLTIGUA FLT [102]; SOLATOM FLT20[103] y Rioglass Sun2Heat [104]. Por su parte, con respecto a los colectores

cilindroparabólicos, de tamaño y rangos adecuados para su integración en industria, solamente se han localizado dos referencias comerciales que son Solar Wing EVO [105] y ABSOLICON [106].

En el siguiente epígrafe se describen con mayor detalle las características de un colector lineal tipo Fresnel, ya que, como se ha expuesto, presentan actualmente mejores condiciones para su aplicación en sistemas de generación de calor industrial, siendo el objeto de análisis en este trabajo.

3.2.3 Colector lineal tipo Fresnel

3.2.3.1 Esquema general

El colector lineal Fresnel es similar al colector cilindroparabólico, pero en lugar de utilizar un reflector parabólico, utilizan una serie de espejos planos, o ligeramente curvados. Estos espejos se localizan en la base del colector, los cuales se inclinan en diferentes ángulos para reflejar la radiación hacia un receptor fijo ubicado sobre el conjunto de espejos. Cada fila de espejos está equipada con un sistema de seguimiento en un eje que asegura una correcta reflexión hacia el receptor [107].

Un colector Fresnel está formado por los siguientes elementos (Figura 21) [108]:

- Estructura soporte: se apoyan tanto los reflectores primarios, los motores y el receptor.
- Reflectores primarios: “espejos” o “heliostatos”. Definen el área de apertura y la energía máxima que se puede captar del sol. Disponen de motores y de un sistema de seguimiento que se encargan de orientar los heliostatos en función de la posición del sol.
- Receptor: recibe la radiación de los reflectores primarios para transformarla en calor. Está constituido por el “reflector secundario” que consiste en una superficie reflectiva que redirige y concentra la radiación de los heliostatos en una superficie más pequeña, el “absorbedor”. El absorbedor es un tubo que capta la radiación y calienta un “fluido caloportador” que circula en su interior.

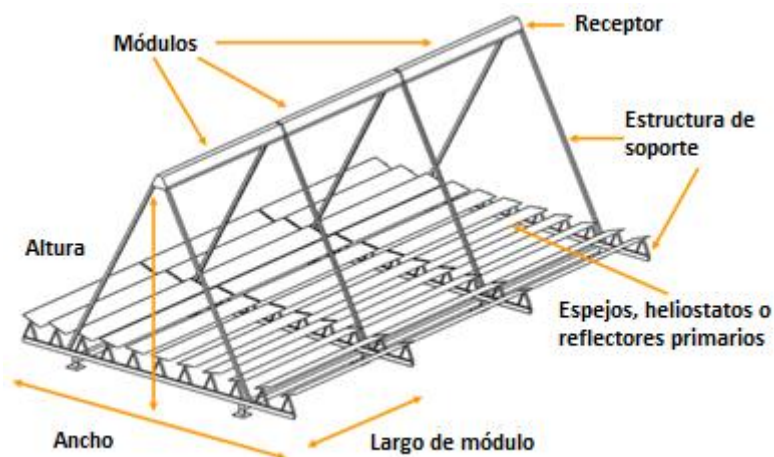


Figura 21. Elementos de un colector Fresnel. [108]

A diferencia de los colectores cilindroparabólicos, ya que el concentrador utiliza un conjunto de espejos planos o ligeramente curvados, la línea focal de los colectores Fresnel se encuentra distorsionada. Por ello, se utiliza normalmente un reflector secundario en el receptor posibilitando recuperar parte de la radiación que no ha incidido inicialmente sobre el absorbedor. El absorbedor, al igual que en los colectores cilindroparabólicos, suele ser un tubo de vacío, aunque también pueden usarse varios tubos en

paralelo formando un absorbedor multi-tubo. Con este tipo de absorbedor se puede capturar la mayor parte de la radiación sin utilizar espejos secundarios [109]. El tubo absorbedor recibe la radiación concentrada y calentará el fluido que circula por el mismo. Estos tubos están formados por varios elementos tal y como puede observarse en la Figura 22. La parte más externa es una cubierta de vidrio transparente y el tubo metálico más interno por donde circula el fluido transportador de calor está recubierto por una capa de gran absorptividad, pero baja emitancia. El reflector secundario (Figura 23) es un elemento metálico que rodea parcialmente al tubo absorbedor por la parte superior del mismo. La superficie interior está formada por espejos que permiten reflejar la radiación procedente del campo de espejos que no incide directamente sobre el tubo absorbedor.

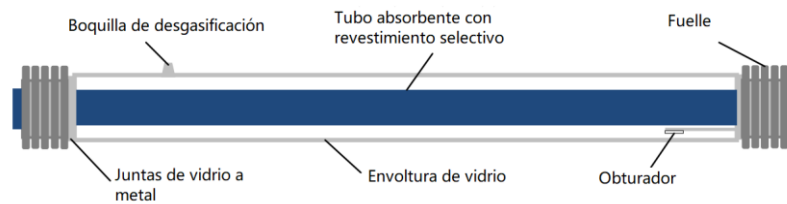


Figura 22. Ilustración de tubo absorbedor. [110]

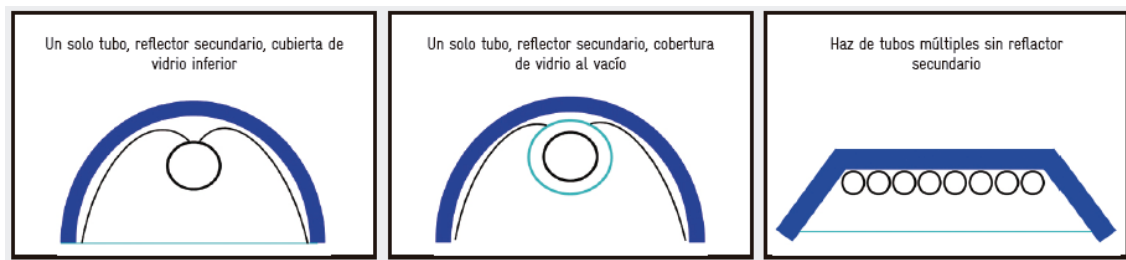


Figura 23. Tipos de diseño reflector secundario. [99]

3.2.3.2 Principio de funcionamiento

El diseño de los colectores tipo Fresnel se basa en segmentar un reflector parabólico, alinear las piezas horizontalmente y permitir que cada uno siga el sol individualmente. Según el movimiento del sol a lo largo del día, los espejos del reflector primario giran lentamente cada uno sobre su eje para realizar el seguimiento solar individualmente, y así poder reflejar la luz solar directa en el absorbedor del reflector secundario en cada momento. A diferencia de lo que ocurre en los colectores cilindroparabólicos, en los Fresnel el ángulo entre el sol, el espejo y el absorbedor cambia constantemente (Figura 24). Así el control de seguimiento se realiza usando un algoritmo astronómico de la posición solar para calcular los ángulos de consigna de los espejos en cada momento [99].

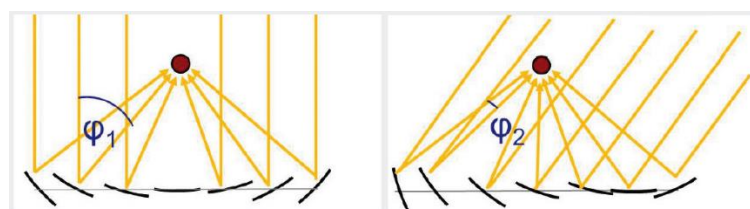


Figura 24. Principio de seguimiento de los colectores lineales Fresnel. [99]

En el diseño de un colector Fresnel ideal, cada uno de los segmentos pertenece a una parábola distinta, cuya distancia focal aumenta a medida que el segmento se aleja del punto focal (Figura 25). Así, a medida que el sol va cambiando de posición, la forma ideal de cada espejo debería cambiar para lograr mantener la radiación concentrada en un mismo punto focal. Esto supondría que cada reflector tendría que ser capaz de adoptar la forma de un segmento de parábolas con diferentes distancias focales y a desiguales distancias del eje óptico o eje de simetría a lo largo del día (Figura 26), lo que conllevaría un coste muy elevado haciéndolos inviables. Por tanto, se opta por espejos planos o de pequeña curvatura todos iguales y se asume un error óptico (denominado astigmatismo) que se puede acrecentar en mayor o menor medida debido también a las imperfecciones del material [108].

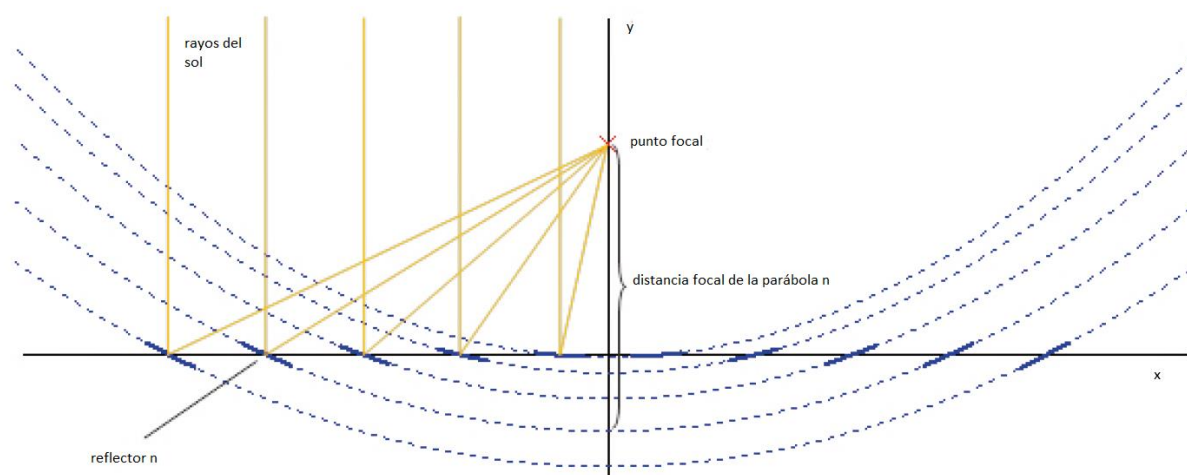


Figura 25. Reflectores Fresnel ideales para la radiación perpendicular. [99]

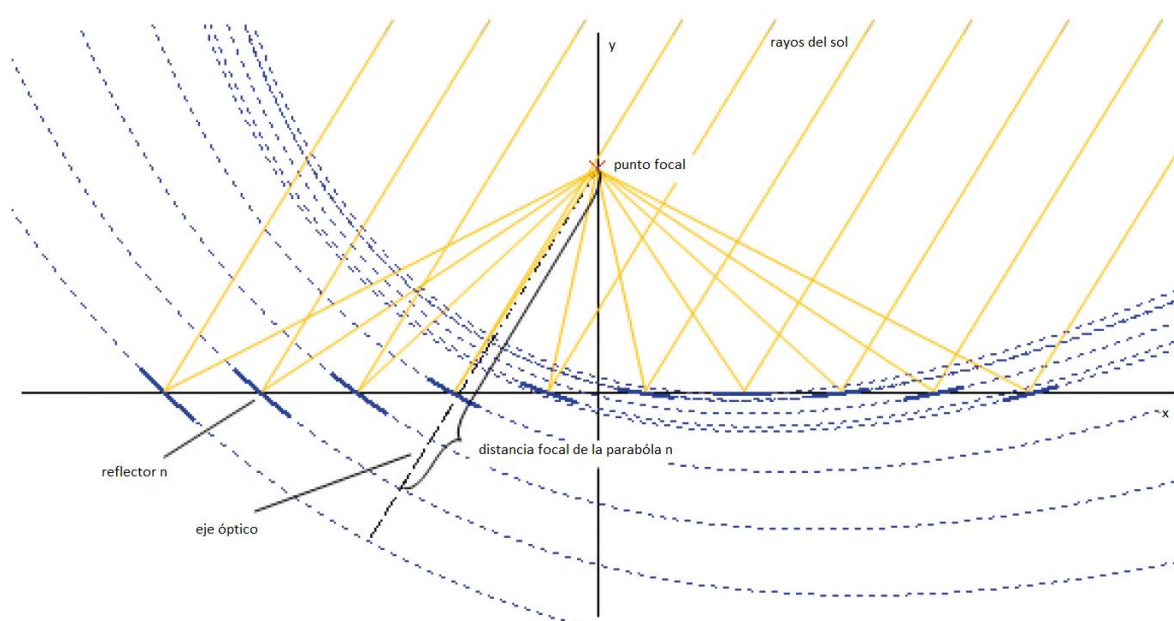


Figura 26. Reflectores Fresnel ideales para las incidencias atípicas [99]

El seguimiento de los espejos puede realizarse con motores independientes para cada espejo o bien realizarse con un único motor (Figura 27).

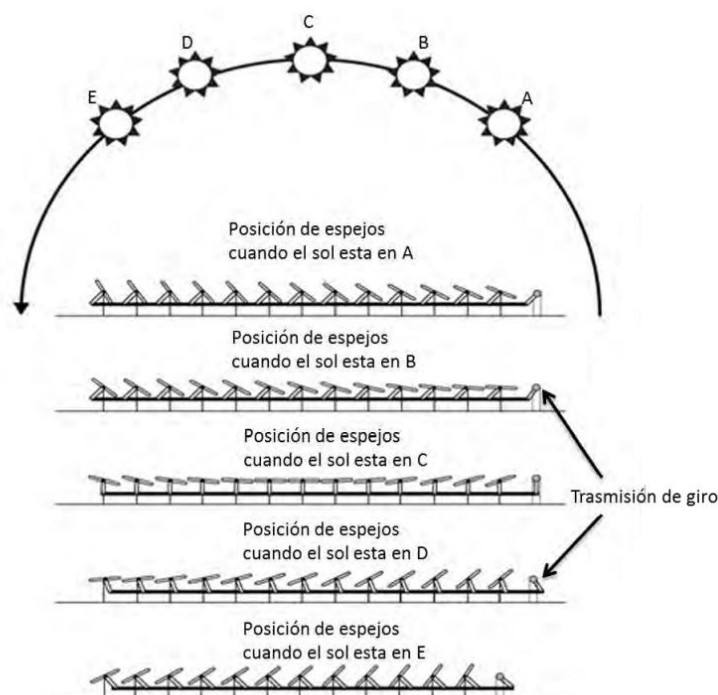


Figura 27. Sistema mecánico para seguimiento del sol en diferentes posiciones. [111]

3.2.3.3 Orientación e inclinación de colector Fresnel

La orientación e inclinación de esta tecnología puede ser de dos tipos (Figura 28) [108]:

- Norte-Sur donde el eje de giro de los espejos es paralelo al eje Norte-Sur haciendo el seguimiento Este-Oeste. Conduce a una mayor energía anual.
- Este-Oeste en el eje de giro paralelo a esta orientación y donde se hace un seguimiento Norte-sur. Con ella se consigue una generación mensual menos variable. Los campos solares con orientación Este-Oeste recogen más energía en invierno debido a que la componente longitudinal de la radiación incidente es más baja, radiación que se escapa por el extremo longitudinal de los receptores en los concentradores con orientación Norte-Sur.
- La inclinación de los campos Norte-Sur reduce las pérdidas por los extremos y sólo es posible cuando existe una inclinación natural del terreno, puesto que dependiendo de la longitud del colector, unos pocos grados de inclinación puede significar una elevación de varios metros en uno de sus extremos.
- Los campos de orientación Este-Oeste pueden inclinarse hacia el Sur en el hemisferio norte o hacia el Norte en el hemisferio sur más fácilmente, ya que el ancho de los colectores es inferior a su longitud y se consigue una menor altura en uno de los extremos del concentrador para un mismo ángulo de inclinación. La desventaja de esta solución es que conlleva un diseño más complejo y mayores costes en el soporte de cada espejo.

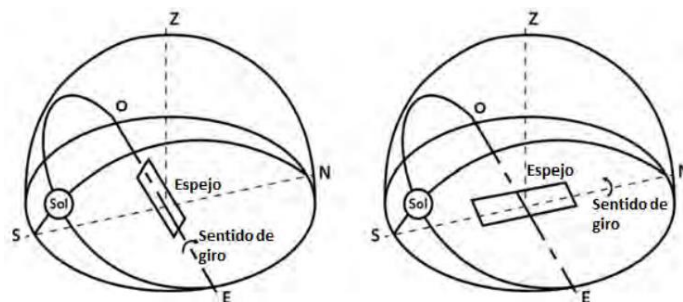


Figura 28. Orientación e inclinación espejos. [111]

3.2.3.4 Pérdidas que afectan al rendimiento de un colector Fresnel

Las principales pérdidas que afectan a este sistema de captación solar, especialmente a los espejos, son las siguientes [112], [87]:

- Sombras propias entre espejos: puesto que en ciertos momentos del día y en días del año determinados, dependiendo de la altura a la que se encuentre el Sol, los rayos pueden incidir sobre los captadores de modo que una fila proyecte sombras sobre los espejos situados al norte de la misma.
- Pérdidas ópticas: idealmente la radiación solar incidente debería llegar perpendicularmente a la superficie de los espejos, de manera que pueda aprovecharse el total de la radiación. Sin embargo, esto no es viable puesto que cada uno de los espejos debe orientarse de manera que los rayos solares reflejados alcancen el tubo receptor, formando tanto el rayo incidente como el reflejado un mismo ángulo con el vector normal a la superficie del Fresnel. Por tanto, el área efectiva sobre la cual incide la luz solar es inferior al área real de cada uno de los espejos, aplicándose el coseno del ángulo δ que forman, tal y como se muestra en la Figura 29.

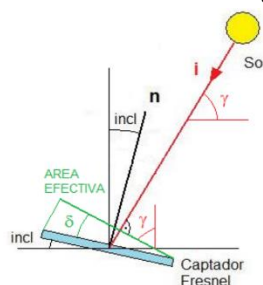


Figura 29. Diagrama de pérdidas ópticas. [112]

- Pérdidas por tramo de tubo no iluminado: también denominadas pérdidas de final de tubo, que se producen debido a que el Sol no se encuentra situado en la vertical del campo de espejos y aunque el tubo absorbedor y el conjunto de módulos solares tengan una longitud total igual o similar, en ciertos momentos del día, en función de la posición del sol y de la orientación de la planta, ocurrirá que una parte de los rayos reflejados no incidirá sobre el tubo receptor, perdiéndose en el vacío, mientras que a la parte opuesta del tubo no le llegará radiación reflejada.
- Reflectividad de los espejos primarios: corresponde con la fracción de la luz solar incidente que pueden reflejar los captadores solares.
- Factor de ensuciamiento de los espejos primarios: estas pérdidas podrán estimarse, además su valor variará en función de la meteorología y de la frecuencia con la que se limpien los espejos.

- Reflectividad del reflector secundario: relacionada con la fracción de la radiación reflejada por los espejos primarios que es capaz de reflejar el reflector secundario hacia el tubo absorbedor.
- Factor de ensuciamiento del reflector secundario: similar a la situación de espejos primarios.

3.3 Integración del calor solar en los procesos industriales

3.3.1 Demanda de calor en la industria. Procesos y temperaturas

La energía solar térmica principalmente ha estado relacionada en mayor medida con el sector residencial y sector servicios, sin embargo, más allá de las aplicaciones a baja temperatura, existen varios campos potenciales de aplicación de la energía solar térmica a nivel de temperatura medio y medio-alto (80 °C - 250 °C), siendo alguno de los más importantes la producción de calor para procesos industriales, la refrigeración y climatización solar, el secado solar, la destilación o la desalinización. Los diferentes estudios de potencial aplicación de calor solar en procesos industriales han arrojado diferentes tipologías de industrias que presentan unas condiciones favorables para la instalación de un sistema solar.

En España, sectores con alto potencial de aplicación de energía solar térmica son la industria alimentaria, la industria de construcción de maquinaria, la industria del automóvil, la industria química, la industria del caucho y materias plásticas y la industria de la madera y del corcho [27]. Es importante conocer para cada tipología industrial, las características técnicas en términos de temperatura, presión o perfil de consumo del proceso, funcionamiento o no estacional, etc. En el marco de estas industrias, los procesos industriales más relevantes, que utilizan calor a un nivel de temperatura medio, son la esterilización, la pasteurización y uperización, secado, hervido hidrolización, destilación y evaporación, lavado y limpieza o la polimerización. El nivel de temperatura requerido para estos procesos industriales es similar para casi todas las aplicaciones, estando por debajo de los 250 °C [113].

Particularizando para determinados sectores o procesos industriales, se puede analizar los procesos concretos que tienen lugar en los mismos. En la Tabla 3 se resumen los rangos de temperaturas para diferentes procesos industriales (elaboración propia a partir de los datos obtenidos de H. Schweiger et al. [24] , Solar Concentra [29] y S. H. Farjana et al. [113]).

A continuación se detallan algunos ejemplos de los procesos que tienen lugar en diferentes industrias con procesos térmicos:

-Industria de elaboración de cerveza y malteado: los procesos que tienen lugar y que precisan de demanda térmica son el proceso de ebullición del mosto, el lavado de botellas y la pasteurización. Además, en el proceso de malteado, el principal consumo de energía es para el secado de la cebada, antes del malteado, y de los granos después de la germinación para detener la germinación y para conservación.

-Industria láctea: se producen procesos de pasteurización y esterilización, también el secado de la leche en polvo es otro importante consumidor térmico.

- Industria de conservación de alimentos: se identifican varios procesos con necesidades térmicas como son el escaldado de verduras, la esterilización (verduras, pescado, carne, alimentos para bebés) con agua caliente o vapor directo, el escaldado, la limpieza y precocción del pescado, el sellado y limpieza de latas y la cocción.

- Industria textil: se produce el calentamiento de los baños de líquido para el lavado, blanqueo y teñido. También se producen procesos de secado que utilizan aire caliente

- Industria papelera: para la producción de pasta de papel, se hace necesario realizar el proceso de cocción y posterior proceso de secado.

-Industria del curtido: precisa de generación de vapor saturado en su proceso.

-Industria del corcho: que precisa de procesos de secado de granulados y de cocción del corcho.

Tabla 3. Rangos de temperaturas para diferentes procesos industriales.

SECTOR/INDUSTRIA	PROCESO	RANGO DE TEMPERATURA (°C)
Cervecería y maltería	Hervido del mosto	100
	Lavado de botellas	60
	Enfriamiento	90
	Secado	60
Industria láctea	Pasteurización	62 – 85
	Esterilización	130 – 150
	Secado	120-180
Conservación de alimentos	Esterilización	110 – 125
	Pasteurización	< 80
	Cocción	70 – 98
	Escaldado	95 – 100
	Blanqueo	< 90
Carne	Lavado, esterilización, limpieza	< 90
	Cocción	90 – 100
Vino y bebidas	Lavado de botellas	60 – 90
Industria textil (incluida la industria de la lana)	Lavado, blanqueo y teñido	< 90
	Cocinar	140 – 200
Industria del automóvil	Secado de pintura	160 – 220
	Desengrasado	35 – 55
Industria del papel	Pasta de papel: cocción	170 – 180
	Agua de alimentación de calderas	< 90
	Blanqueo	130 – 150
	Secado	130 – 160
Curtido	Calentamiento de agua para procesos húmedos	Vapor a 165 – 180
	Secado	
Industria del corcho	Secado y cocción de corcho	40 – 155
Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Calor de proceso	120-180
	Petróleo	100-150
Subproductos de la madera	Preparación de pulpa	120-170
Desalinización	Incremento de temperatura del fluido caloportador	100-250
Minera	Secado	100-400
	Fundición del concentrado	
	Calentamiento de soluciones	
	Lavado	
Plásticos	Preparación	120-140
	Destilación	140-150
	Separación	200-220
	Extensión	140-160
	Secado	180-200
	Mezclado	120-140
Tratamiento térmico	Revenido medio	350-450
Refrigeración	Máquina de absorción de doble efecto	120-190

3.3.2 Puntos y conceptos de integración

Para integrar el calor solar en los procesos industriales hay que identificar el punto y el formato de integración que técnica y económicamente sean más adecuados. Esta tarea es compleja debido a la diversidad de suministro y distribución de calor en las diferentes industrias, donde una gran cantidad de procesos pueden requerir energía térmica. Además, la integración del calor solar puede realizarse en diversos puntos de la red de suministro y/o distribución de calor de un sitio de producción industrial.

Se puede distinguir entre integración a “Nivel de Suministro” o integración a “Nivel de Proceso”. La integración a nivel de suministro supone integrar el calor solar dentro de las líneas de distribución o almacenamiento de calor central, y se entiende por integración a nivel de proceso el acoplamiento del calor solar en un punto de proceso específico o de almacenamiento de calor de proceso[114].

En el nivel de suministro, la transferencia de calor podrá darse con vapor o con un fluido caloportador, y en el nivel de proceso se podrá diferenciar entre precalentamiento, calentamiento y mantenimiento de temperatura o procesos de separación térmica como muestra la Figura 30.

Para poder establecer de qué modo se puede realizar más convenientemente la integración del calor solar en el proceso industrial, es necesario conocer los esquemas de funcionamiento de las industrias, de modo que pueda analizarse mejor qué formato y sistema de integración es el más conveniente, según los parámetros de temperaturas, presiones o subsistemas que tenga el proceso industrial. En este sentido, los conceptos de integración de calor solar para procesos (Solar Process Heat System Concepts) [114] especifican cómo se puede conectar el sistema solar al proceso de calor en la industria en el nivel de suministro o de proceso. Estos conceptos detallan las subsecciones posibles de una planta de calor de proceso solar. Así, en la

Figura 31, que representa un sistema genérico de calor solar con precalentamiento, se observan cinco subsecciones: el circuito del colector solar, el punto de intercambio, el almacenamiento, la sección de descarga y el punto de integración con el proceso industrial. En los sistemas sin almacenamiento, como por ejemplo el esquematizado en la Figura 32 que muestra la generación directa de vapor solar, solo se encontrarían las subsecciones del colector y del punto de integración [114].

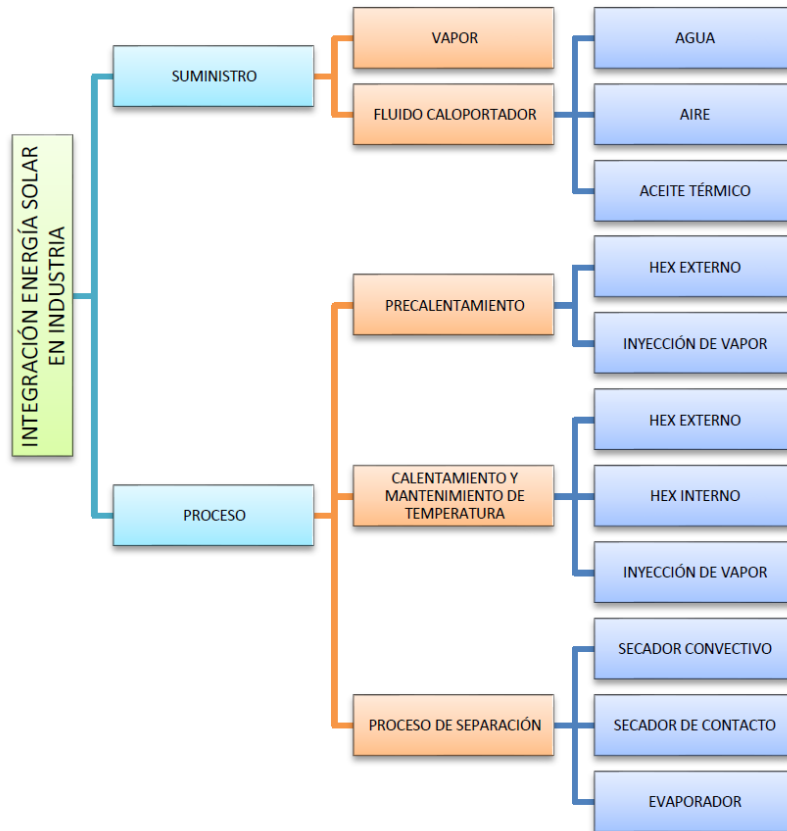


Figura 30. Esquema de integración de energía solar en industria. [115]

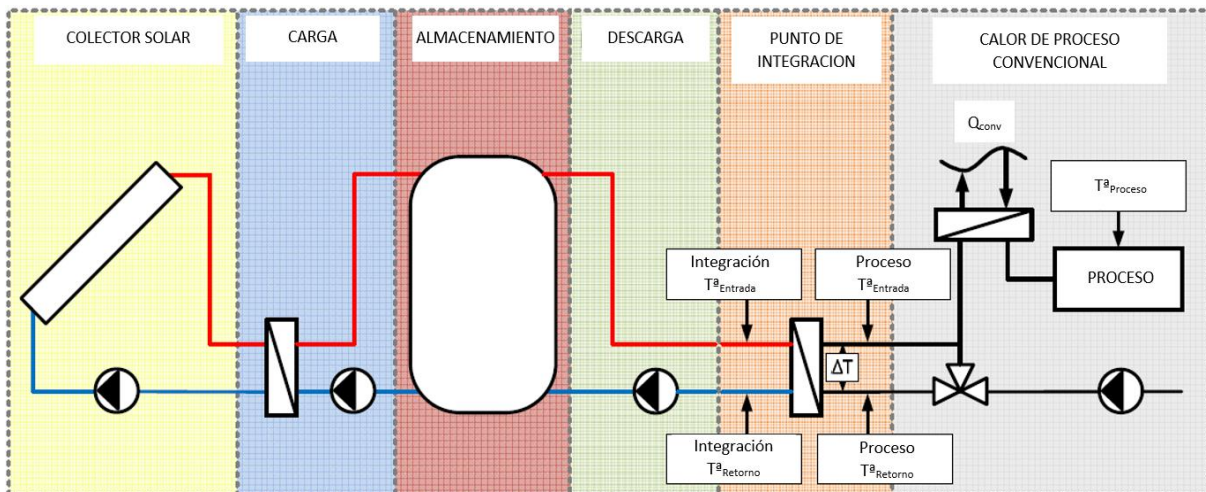


Figura 31. Sistema genérico de calor solar con precalentamiento. [116]

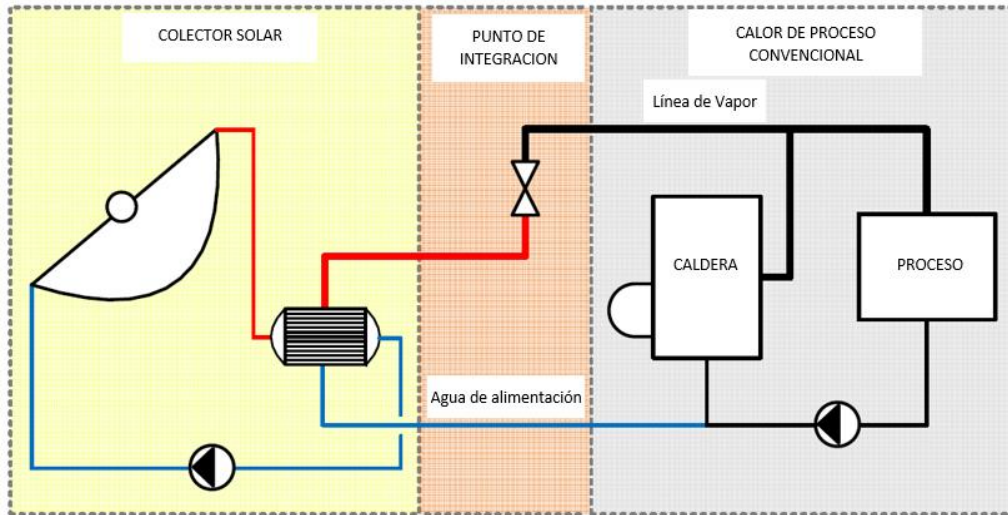


Figura 32. Sistema de generación indirecta de vapor. [116]

3.3.3 Criterios de integración

Hay varios criterios que pueden influir en la decisión final sobre dónde integrar el calor de proceso solar en la industria, algunos de los mismos se valorarán antes de la integración y otros después. Los criterios anteriores a la integración ("pre-integración") se podrán contemplar después de realizar un análisis de los flujos de energía de la industria y del estudio del potencial de optimización. En esta fase aún se tiene desconocimiento sobre cómo se podría integrar el calor del proceso solar y dentro de estos criterios habrá de incluirse información sobre la temperatura, la demanda anual de calor, el cronograma de operación, la calidad de la tecnología y otros como los reflejados en la Tabla 4.

Por otro lado, los criterios posteriores a la integración ("post-integración"), solo se podrán conocer una vez se hayan especificado los conceptos de integración. Estos criterios tendrán en cuenta la fiabilidad de la regulación requerida, el tamaño de los intercambiadores de calor, el tamaño del almacenamiento, la energía auxiliar requerida y el rendimiento solar estimado, entre otros [114]. El resumen de estos criterios se muestra en la Tabla 5.

Tabla 4. Criterios de Pre-integración. [116]

		Nombre del Indicador	Variable del Indicador [unidad]
PRE- INTEGRACIÓN	Demanda	Temperatura de proceso (retorno)	T_p [°C]
		Incremento de temperatura	ΔT [°C]
		Demanda anual de calor	Q_a [kWh/año]
		Capacidad de almacenamiento	Q_{st} [kWh]
		Carga de almacenamiento	Q_{st} [kW]
		Tiempo de operación	T_{op} [h/año]
		Carga media	$P_{av} = Q_a / t_{op}$ [kW]
		Recirculación	$1/rec$ [-]
	Programación	Coincidencia de demanda diaria	$C_d = Q_{mid} / Q_{dav}$ [%]
		Estacionalidad de la demanda	$C_a = Q_{sum} / Q_a$ [%]
		Uniformidad de la demanda	$unif = P_{av,day} / P_{max,day}$ [%]
	Tecnología	Reprogramación	T_i [h]
		Calidad de suministro de equipos	$+/-\Delta T_e$ [°C]
	Calidad de suministro del producto	$+/-\Delta T_p$ [°C]	

Tabla 5. Criterios Post-integración. [116]

POST- INTEGRACIÓN	Fiabilidad	Continuidad del proceso
		Equilibrio de la carga
		Hardware de control
		Software de control
		Riesgo de ensuciamiento
	Coste	Dimensionamiento intercambiador de calor
		Dimensionamiento almacenamiento
		Distancia hasta sistema solar
		Energía Solar
	Beneficio	Rendimiento del campo solar
		Multi-suministro
		Modulación
		Dependencia de la radiación solar
	Eficiencia	Sustitución de la cogeneración
		Sustitución de calor residual

3.3.4 Metodología de evaluación para la integración

El esfuerzo para la identificación de puntos de integración adecuados para dicha integración del calor solar, así como el número y la complejidad de los posibles puntos para la misma, pueden variar significativamente entre los diferentes sectores industriales y las diferentes fábricas individuales. Para ayudar con los pasos necesarios para una evaluación de viabilidad, se puede usar la metodología ilustrada en la Tabla 6. Esta metodología se divide en tres partes principales: evaluación de “pre-viabilidad” (pasos 1 y 2), estudio de viabilidad (pasos 3 a 7) y decisión/actividades adicionales (pasos 8 y 9) [116].

Tabla 6. Metodología de evaluación para la integración del calor solar. [116]

EVALUACIÓN DE “PRE-VIABILIDAD”	1	ADQUISICIÓN DE DATOS BÁSICOS
	2	PREPARACIÓN
<i>Decidir si se da el potencial necesario para la instalación de un sistema de calor de proceso solar</i>		
ESTUDIO DE VIABILIDAD	3	VISITA A LAS EMPRESAS
	4	ANÁLISIS DE SITUACIÓN
	5	OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA
	6	IDENTIFICACIÓN DE LOS PUNTOS DE INTEGRACIÓN
	7	ANÁLISIS DE LOS PUNTOS DE INTEGRACIÓN
<i>Crear un breve informe con una visión general de los puntos de integración más adecuados</i>		
DECISIÓN Y PLANIFICACIÓN	8	DECISIÓN
	9	PLANIFICACIÓN DETALLADA

El propósito de la evaluación de la “pre-viabilidad” es averiguar si el calor solar se puede utilizar en la industria objeto de análisis. Se debe recopilar información básica tras un contacto inicial con la misma. La información más importante es el nivel de temperatura del calor de proceso utilizado, las superficies de techo o suelo disponibles para los sistemas de calefacción solar, los tiempos de producción y la política de

inversión de la empresa. Además, la información específica de la actividad industrial y los datos sobre proyectos realizados o estudios de casos similares, que podrían ayudar a evaluar las posibilidades generales para integrar el calor solar dentro de un sector específico. Con base en esa información, se puede tomar la decisión de si resulta interesante o no utilizar calor solar en la instalación.

Si se da el potencial para la instalación de un sistema de calor de proceso solar, se puede llevar a cabo un estudio de viabilidad completo. Comenzando con una visita a la empresa en cuestión, para obtener una visión general de la zona de producción, de los procesos consumidores de calor y del sistema de suministro de calor, así como para conocer los planes futuros y la estrategia de la empresa. En ese momento es útil recopilar, dibujar y discutir croquis con el personal técnico de la empresa (flujo de producción, posibles puntos de integración, área del techo o suelo, ubicación de los almacenes, etc.). Con base en la información recopilada y los datos relevantes proporcionados por la empresa, se analiza el estado de situación, cotejando los datos recopilados con los puntos de referencia disponibles, elaborando balances de energía y diagramas de flujo de los procesos de producción, y tratando de estimar el consumo de energía de secciones de producción individuales o procesos.

La ventaja de un estudio detallado de integración de procesos es que además de la identificación de opciones de recuperación de calor, el estudio ayuda a identificar qué procesos y a qué niveles de temperatura son las opciones sensibles para la integración de calor solar. Con base en el consumo de energía de las diferentes secciones o procesos de producción y la consideración del ahorro de energía, se pueden identificar los puntos de integración para el calor del proceso solar (paso 6 de la Tabla 6).

Para estos puntos de integración preseleccionados, por su consumo de energía térmica, pueden aplicarse los siguientes criterios:

- Nivel de temperatura de integración.
- Perfil de carga (diario, semanal, anual).
- Cantidad de energía térmica consumida anualmente.
- Sensibilidad a los cambios.
- Fracción solar alcanzable.

Con base en esta clasificación, los mejores puntos de integración se deberán analizar con más detalle en el paso 7. Posteriormente, se debe identificar el tipo de colector adecuado para cada punto de integración, junto con el área necesaria y el volumen de almacenamiento. Además, se debe estimar la fracción solar propuesta, el rendimiento y los costes generales. Los costes deben cubrir el sistema de calefacción solar, la integración y la instalación. Este análisis se puede hacer usando simulaciones o cifras estimadas. Considerando los resultados técnicos y económicos de los puntos de integración considerados, la clasificación del paso 6 puede ser reorganizada.

Sobre la base de los resultados del estudio de viabilidad, se deben discutir con la empresa las diferentes posibilidades para integrar el calor del proceso solar. Con información sobre el nivel de esfuerzo para la implementación, los costes estimados y los ahorros esperados, la empresa debería poder decidir si desea un sistema de calefacción solar y el concepto a utilizar. Posteriormente, se llevará a cabo una planificación detallada basada en esta decisión. Puede ser necesario repetir algunos de los pasos (por ejemplo, para medir flujos de energía específicos que se necesitan para verificar el estado de situación).

3.3.5 Consumidores de calor industrial y tipologías de integración

Existen multitud de consumidores de calor en la industria que utilizan diferentes instalaciones con diversas posibilidades para el suministro de energía térmica. Hay que prestar atención a las siguientes condiciones de contorno: distinguir entre el nivel de suministro y el de proceso, conocer el medio de transferencia de calor en el nivel de suministro, saber el proceso y la forma convencional de calentamiento del mismo. Partiendo de estas condiciones se pueden formar tipologías para la implementación del calor solar. En el nivel de suministro, el medio de transferencia de calor respectivo determina los conceptos de integración adecuados. Por otro lado, a nivel de proceso y calor, los procesos industriales se pueden asignar a una de las tres categorías siguientes: "(pre)calentamiento de flujos de fluidos", "calentamiento y mantenimiento de la temperatura de baños, maquinarias o tanques" y "procesos de separación térmica". Prácticamente todos los procesos industriales impulsados térmicamente se podrían asignar a una de estas categorías. Después de asignar un proceso a una de las tres categorías, habría que analizar la forma convencional de calentamiento del proceso respectivo, ya que es de gran importancia si un proceso se calienta mediante intercambiadores de calor externos, camisas de calefacción o inyección directa de vapor u otros sistemas [116].

La Figura 33 [116] muestra la clasificación de los consumidores de calor industrial para la integración del calor solar en aplicaciones industriales. Para encontrar un concepto de integración adecuado para un consumidor de calor, primero hay que identificar el nivel de integración.

Para un punto de integración en el nivel de suministro, se establece una distinción entre medios de transferencia de calor de vapor y líquidos.

Los conceptos de integración para medios de transferencia de calor líquidos son válidos para agua caliente, medios sintéticos o aceites térmicos. Los diferentes medios solo darán lugar a diferencias en el tipo de intercambiador de calor requerido. En principio, los conceptos de integración para medios de transferencia de calor líquidos también serían válidos para el aire como medio de transferencia de calor.

Mediante el uso de vapor, son posibles tres conceptos de integración diferentes: generación de vapor solar (integración en paralelo), calentamiento del agua de alimentación de la caldera y calentamiento del agua de reposición (ambos con integración en serie).

La integración en paralelo se puede realizar directa o indirectamente (por ejemplo, con aceite térmico o agua a presión). Los conceptos de integración en serie para calentar el agua de alimentación de la caldera o el agua de reposición difieren principalmente en el nivel de temperatura respectivo y las posibles medidas de recuperación de calor que deben tenerse en cuenta.

Además de la integración en paralelo y en serie del calor solar en sistemas de suministro de calor convencionales con medios de transferencia de calor líquidos, también existe la posibilidad de calentar acumuladores o cascadas que forman parte del sistema de suministro de calor convencional [116].

Según la categoría del consumidor de calor en combinación con la forma convencional de suministro de energía térmica, se pueden aplicar diferentes conceptos de integración para el calor solar.

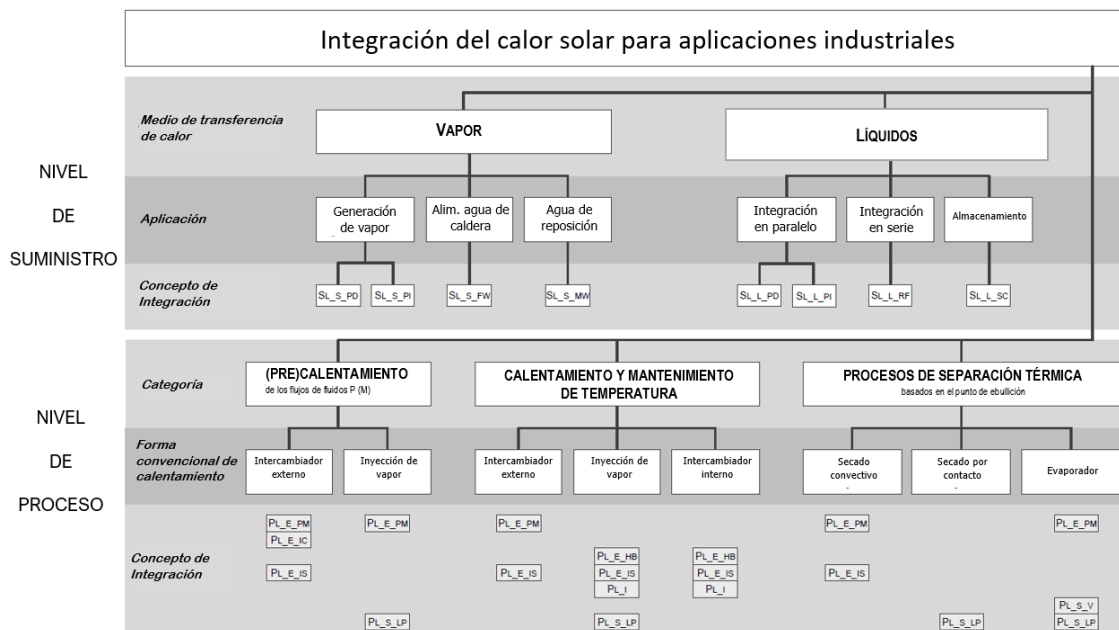


Figura 33. Clasificación de consumidores industriales de calor. [116]

A nivel de proceso, se distinguen tres clases generales de conceptos de integración:

-La primera clase es la integración de un intercambiador de calor externo que es alimentado por energía solar térmica. Por lo tanto, básicamente son posibles cuatro conceptos de integración: integración de un intercambiador de calor externo adicional para producto o medio de proceso en serie al convencional, calentamiento solar de un circuito intermedio de agua caliente, intercambiador de calor impulsado por energía solar para calentamiento externo de baños, maquinarias o tanques, y precalentamiento de flujos de entrada de medios de productos o procesos.

- La segunda clase es la integración de una superficie intercambiadora de calor adicional dentro de baños, maquinarias o tanques.

-La tercera clase es la generación solar de vapor con vacío o baja presión.

Existe una breve abreviatura para cada concepto de integración que incluye información relevante.

Las dos primeras letras definen el nivel de integración: puede ser el nivel de suministro (SL) o nivel de proceso (PL).

Para el nivel de suministro, la tercera letra define el medio de transferencia de calor convencional: puede ser vapor (S) o medios líquidos (L).

En el nivel de proceso, la tercera letra define la posición del intercambiador solar (E para exterior o I interior) o que se suministre vapor a presión reducida (S).

La cuarta y quinta letras dan más información. Por ejemplo, el código PL_E_HB es usado para, en inglés, “*Process Level that uses an External heat exchanger for Heating of Baths, machineries or tank.*”.

En la Tabla 7, se muestra un resumen de los conceptos de integración, según su nivel de integración, el medio de transferencia de calor y/o el método convencional de calentamiento. Y en la Figura 34, Figura 35, Figura 36, Figura 37 y Figura 38 se muestran los diagramas de flujo para cada uno de los conceptos.

Tabla 7. Resumen de conceptos de integración. [116]

NIVEL DE INTEGRACIÓN	MEDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR	METODO CONVENCIONAL DE CALENTAMIENTO	CONCEPTO DE INTEGRACIÓN	
Nivel de Suministro (SL)	Vapor (S)		<i>SL_S_PD</i> – generación de vapor solar (directo)	
			<i>SL_S_PI</i> – generación de vapor solar (indirecto)	
			<i>SL_S_FW</i> – calentamiento solar del agua de alimentación de caldera	
	Líquido (L)		<i>SL_S_MW</i> – calentamiento solar del agua de reposición	
			<i>SL_L_PD</i> – integración paralela (directa)	
			<i>SL_L_PI</i> – integración paralela (indirecta)	
Nivel de Proceso (PL)	Intercambiador de calor externo (E)		<i>PL_E_PM</i> – intercambiador externo para calentamiento de producto o de medio de proceso	
			<i>PL_E_IC</i> – inter.exter. para calentamiento intermedio de agua caliente	
			<i>PL_E_HB</i> – inter.exter. para calentamiento de baño, maquinaria o tanque	
	Intercambiador de calor interno (I)		<i>PL_I</i> – intercambiador interno	
		Presión Reducida (S)		<i>PL_S_V</i> – generación de vapor solar (vacío)
				<i>PL_S_LP</i> – generación de vapor solar (baja presión)

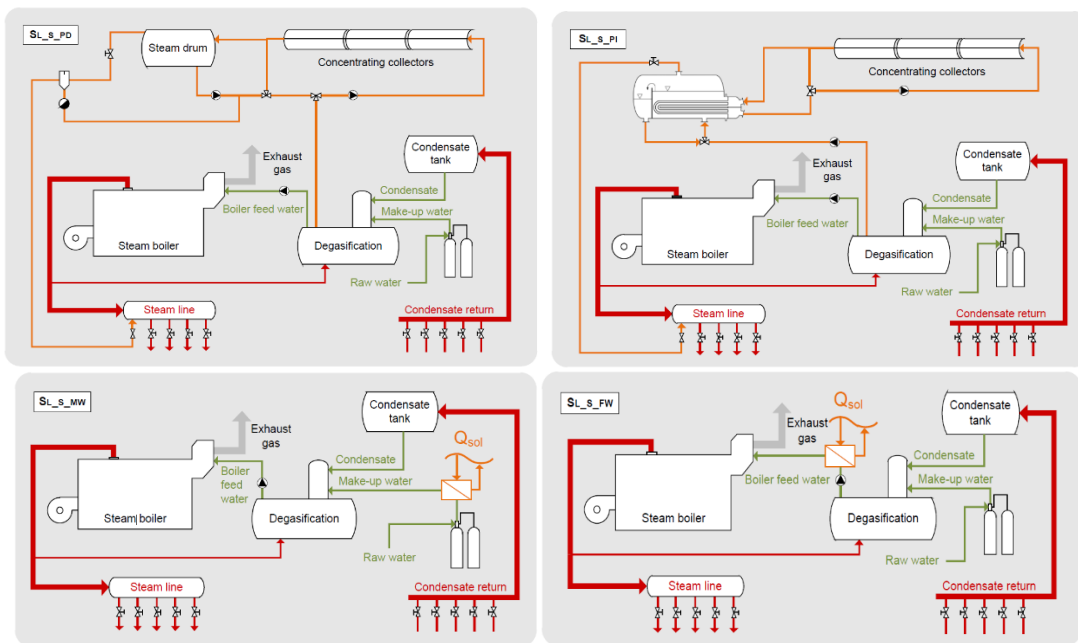


Figura 34. Configuraciones nivel de suministro con vapor SL_S. [116]

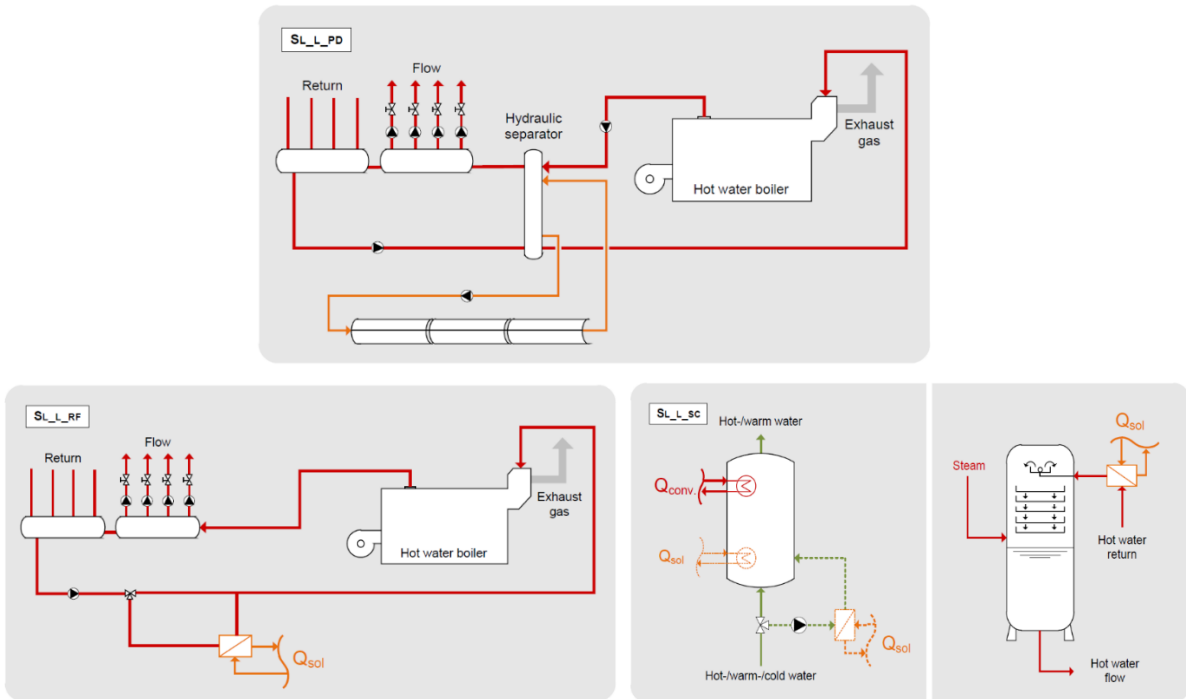


Figura 35. Configuraciones nivel de suministro con vapor SL_L. [116]

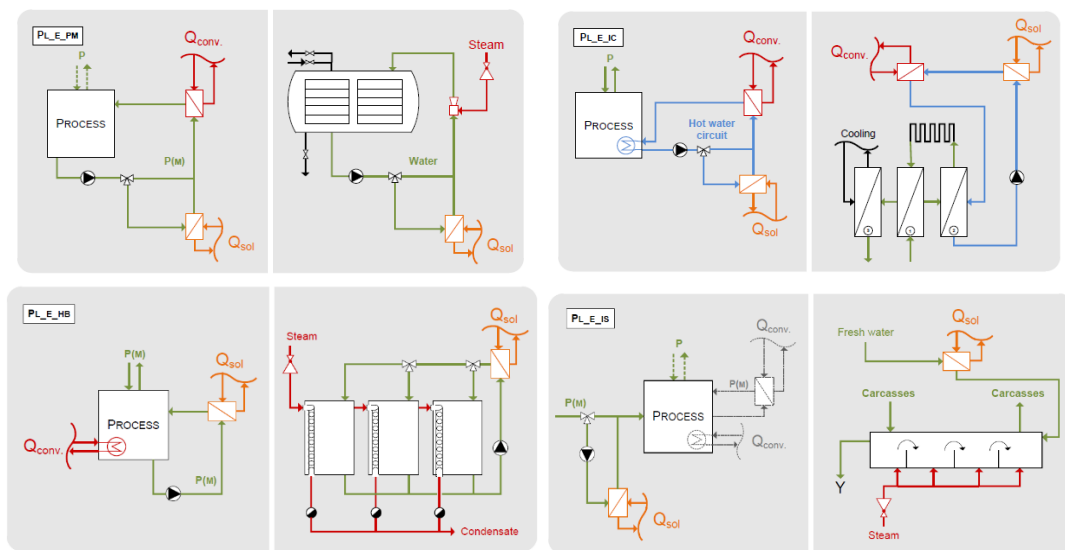


Figura 36. Configuraciones nivel de proceso con intercambiador de calor externo PL_E. [116]

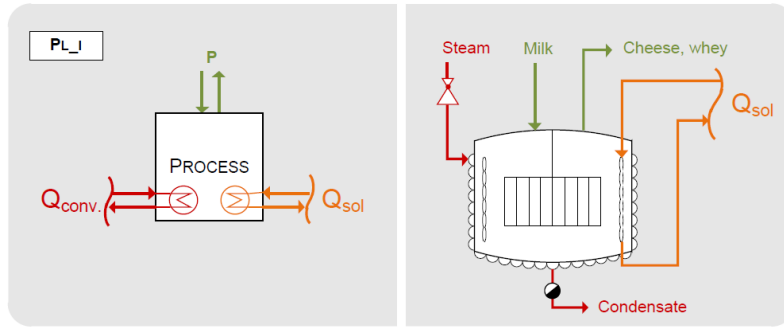


Figura 37. Configuraciones nivel de proceso con intercambiador de calor interno PL_I. [116]

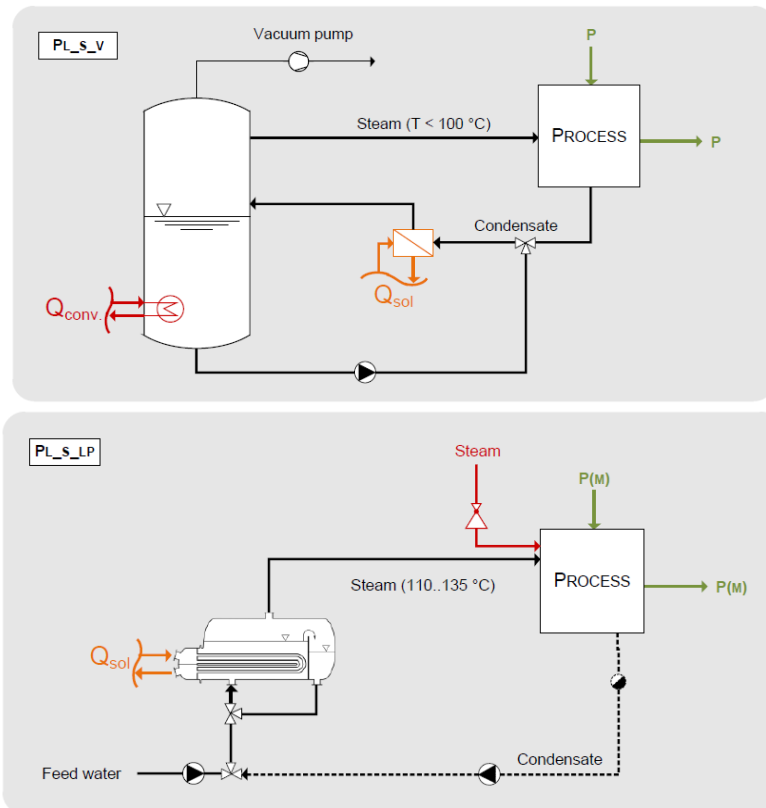


Figura 38. Configuraciones suministro de vapor a nivel de proceso con presión reducida PL_S. [116]

3.4 Tecnologías de acumulación

El subsistema de acumulación solar es la parte del proceso que almacena la energía captada por el sistema solar para que luego pueda ser utilizada en el proceso. Este almacenamiento es necesario cuando exista un desfase entre la producción solar y el consumo, ocurriendo esto en la mayoría de los casos, ya que la generación solar no siempre coincide con la demanda térmica del proceso industrial. La existencia de este subsistema permite desfases horarios entre ambas variables, la producción solar y la demanda de proceso. En algunos casos, se podría prescindir de este subsistema, como por ejemplo si la demanda térmica coincidiera justo con la curva de oferta solar, o si la producción solar fuera tan pequeña, en comparación con la demanda de proceso, que esta segunda fuera capaz de consumir toda la producción solar de forma instantánea [117].

Los acumuladores son, por tanto, los recipientes que almacenan la energía proveniente de los colectores solares, para que sea posible utilizarla por el proceso industrial, en el momento adecuado. Estos acumuladores realizan la función de amortiguador, de búfer, para cubrir el desfase entre la producción y el consumo o entre un proceso y otro. Los acumuladores pueden almacenar calor sensible (incremento o disminución de temperatura) o calor latente (cambio de fase).

En general, los acumuladores con bajos ratios de acumulación en relación a la superficie de colectores solares son idóneos para alcanzar altas temperaturas, mientras que en los acumuladores dimensionados con ratios altos es más difícil alcanzar temperaturas elevadas, si bien, la utilización de la estratificación de los mismos puede conseguir la separación en diferentes niveles térmicos y así disponer de temperaturas elevadas en acumuladores con una ratio acumulación alta. Para favorecer la estratificación de la temperatura en el interior del acumulador, lo conveniente es que sea un depósito vertical. La estratificación de la acumulación permite que la temperatura de entrada al colector, por la parte baja del acumulador sea lo más fría posible, lo que a su vez mejora el rendimiento (la ganancia útil de calor de un colector aumenta a medida que se reduce la temperatura de entrada al colector) y por otra parte favorece que la temperatura a la salida del acumulador, en la parte superior del mismo, sea lo más próxima a la requerida [117].

El acumulador puede llevar un intercambiador interno o interacumulador que posibilita el intercambio interno del fluido de trabajo que entrega calor a un fluido secundario o al consumo directo. Como se observa en la Figura 39, los interacumuladores pueden poseer diferentes tipos de intercambiadores internos: envolvente (de doble camisa), de serpentín, baño interior u horquilla, etc.

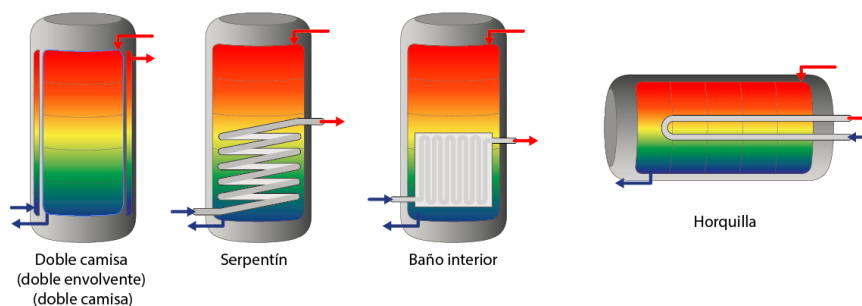


Figura 39. Tipos de interacumuladores. [117]

También se pueden clasificar los acumuladores según el sistema de estratificación, así se tienen de estratificación externa, interna o con sistema de tanque dentro de tanque (Figura 40).



Figura 40. Acumuladores según estratificación. [117]

3.5 Diseño de sistemas solares térmicos para aplicación en procesos industriales

El primer paso a realizar para hacer el diseño de un sistema de generación solar térmico, es caracterizar correctamente la demanda térmica. Para ello, es necesario conocer las operaciones que forman parte de los procesos productivos y obtener las variables que se consideren necesarias. También es preciso conocer los datos de la ubicación donde se instalará el sistema solar, puesto que se necesitará para su diseño, disponiendo de variables como la localización geográfica, la radiación solar, la inclinación o las sombras posibles. Asimismo, se requerirá realizar un análisis de las condiciones de contorno como, por ejemplo, el precio de la energía a sustituir.

Conocida la demanda térmica, las temperaturas y el fluido de trabajo, la disponibilidad del recurso solar y el espacio disponible, se podrá seleccionar la tecnología solar más adecuada a la industria de entre las tecnologías existentes. Igualmente, en función del proceso productivo, se podrá determinar cuál es el punto de integración óptimo y el formato de intercambio de calor, y se podrá verificar la necesidad o no de acumulación.

3.5.1 Estimación de demanda de la industria y sus operaciones

Para poder estimar la demanda habrá que realizar un análisis de los requisitos térmicos que tenga cada industria u operación concreta. Este análisis determinará principalmente la magnitud de la demanda, la distribución temporal, su perfil y nivel térmico. Esta estimación es muy importante, puesto que una sobreestimación de la misma puede llevar a sistemas solares térmicos con fracciones solares más altas de las previstas, con la consiguiente pérdida de rendimiento del sistema y problemas potenciales como podría ser el sobrecalentamiento de la instalación, al margen del sobre coste. Por su parte, una subestimación de la demanda llevaría a diseños que no aprovecharían suficientemente la economía de escala de un sistema mayor, y por tanto, a una menor rentabilidad [117].

A partir de la estimación de la demanda se podrá confirmar la factibilidad técnico-económica de incorporar un sistema solar térmico, así como determinar la tecnología de colectores solares térmicos más apropiada. Con la superposición del perfil del recurso solar se obtendrá la necesidad de acumulación o no.

Para realizar los pasos descritos anteriormente, es necesario conocer previamente las operaciones que forman parte de sus procesos productivos y más concretamente, aquellos que demandan energía térmica. Para cada una de esas operaciones será conveniente disponer de los datos relativos a [117] :

- temperatura de entrada, salida del producto y/o de operación, según corresponda (°C);
- caudales máxicos del producto y del fluido caloportador (kg/s);
- presión de vapor o de trabajo (bar);
- capacidad calórica del producto y del fluido caloportador (kJ/kg K);
- humedad del producto a la entrada y salida de la operación cuando corresponda (%);
- consumo de energía por cantidad de producto (kWh/kg);
- perfiles horarios de trabajo y la cantidad de horas de operación en el año;

Una vez conocido y analizado el proceso u operación se estará en disposición de poder calcular y conocer la energía consumida en el mismo.

3.5.2 Energía consumida en una operación

La cantidad de energía necesaria para calentar o enfriar el fluido (líquido o aire) que entregará el calor al producto hasta la temperatura de operación se puede obtener de la ecuación (1) [117].

$$\dot{Q} = \dot{m} c_p (T_{out} - T_{in}) + \Delta H_v \quad (1)$$

Donde \dot{Q} es la potencia requerida por un fluido de caudal másico \dot{m} , con calor específico a presión constante c_p , partiendo de una temperatura de entrada T_{in} hasta una temperatura de salida T_{out} , siendo ΔH_v la entalpía de evaporación en los casos en los que haya cambio de fase.

El consumo de energía por cantidad de producto, \dot{q} ($\frac{kWh}{kg}$) se puede calcular con la ecuación (2) [117].

$$\dot{q} = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_p} \quad (2)$$

Donde \dot{m}_p es el caudal másico de producto tratado.

3.5.3 Caracterización de los perfiles horarios de las operaciones

El perfil horario de operación se corresponde con las horas del día en las que un equipo está en operación o no, ya sea porque se encuentra detenido, en mantenimiento, en limpieza o por motivo de una parada de la planta.

Se puede dar la casuística de operaciones continuas o discontinuas, con varios turnos de trabajo, con diferente número de horas funcionamiento al día, diferente número de días laborales a la semana, etc.

E igualmente puede haber casos en los que solo se lleve a cabo una operación o proceso durante varios meses del año, no teniendo actividad durante todo el mismo, por lo que en estos casos habría que tenerse cuenta la estacionalidad en la operación.

3.5.4 Magnitud y perfil de la demanda

Se deberá generar un perfil de demanda para cada operación y/o proceso disponiendo así de una visión completa de los flujos energéticos de la industria y diferenciándose las demandas netas y brutas de las suministradas por los equipos de generación. Lo idóneo es que la información que se utiliza para la estimación de demanda sea lo más actualizada posible y lo más normal o común posible, es decir, que no corresponda a fenómenos o períodos singulares. En caso de no ser posible se podrá trabajar en base a promedios de años anteriores. La demanda térmica a lo largo de un año se podría estimar utilizando las facturas de las fuentes de energía utilizadas. Es decir, el gasto en combustible en caso de que se utilizasen calderas para la generación de calor y/o el gasto en electricidad en caso de que se utilizasen termos eléctricos u otros similares. Dichos consumos deberán convertirse en demandas brutas y posteriormente en demandas netas de los diferentes procesos.

El consumo de combustible ($CES_{C,F,T}$) será el sumatorio de los consumos finales de combustibles para uso térmico de una industria, y equivalente al cociente entre aportación auxiliar ($Q_{aux,C}$) por parte de

estos combustibles y el rendimiento de los equipos de transformación (η_c) para el caso de combustibles, según la ecuación (3) [117]:

$$CES_{C_{F,T}} = \frac{Q_{aux,c}}{\eta_c} \quad (3)$$

Para un único sistema de generación, la demanda bruta de proceso (QD_b) es la aportación auxiliar ($Q_{aux,c}$) según la ecuación (4) [117]:

$$Q_{aux,c} = QD_b \quad (4)$$

La demanda bruta del proceso (QD_b) sería la cantidad de calor o frío generada en el sistema de generación de calor o frío (solar, calderas, enfriadoras, etc.) y que se reparte a las redes de distribución que transportan hasta los diferentes procesos que consumen calor o frío. Es equivalente al sumatorio de la demanda neta (QD_n), las pérdidas de distribución (Q_{Ls}) y las pérdidas por la puesta en régimen de proceso (Q_{start}), según la ecuación (5) [117]:

$$QD_b = \sum QD_n + Q_{Ls} + Q_{start} \quad (5)$$

Y finalmente, la demanda neta de proceso ($QD_{n,i}$) será la cantidad de calor o frío aportado a un proceso determinado "i", que podría evaluarse como el caudal ($m_{proceso_i}$) por el calor específico del mismo ($c_{p,proceso_i}$) y el salto térmico ($\Delta T_{proceso_i}$), según la ecuación (6) [117]:

$$QD_{n,i} = m_{proceso_i} \cdot c_{p,proceso_i} \cdot \Delta T_{proceso_i} \quad (6)$$

Sin embargo, este método de estimación de demanda puede no ser el más exacto o riguroso posible, por lo que es recomendable disponer de mediciones reales y hacer un estudio de las temperaturas y flujos volumétricos para cada operación de proceso, según la ecuación (7) [117]:

$$QD_n = \dot{m}C_p(T_{in} - T_{out}) \quad (7)$$

Donde (QD_n) es la potencia térmica consumida o generada, dependiendo de las temperaturas de entrada T_{in} y salida T_{out} , C_p el calor específico del fluido y \dot{m} el flujo másico.

Por lo tanto, el parámetro de temperatura de operación de los procesos, tanto la temperatura de impulsión como la temperatura de retorno, es muy importante, puesto que determinará en gran medida la tecnología del colector solar. Será recomendable disponer de un diagrama de procesos con indicación de las temperaturas de los mismos, que ayude a determinar el punto hidráulico donde será más conveniente realizar la conexión del sistema solar.

Una vez estimada la magnitud de la demanda, se pueden obtener los diferentes tipos de perfil. El perfil horario, según la distribución de demanda generada en un día tipo, y el perfil mensual, según la distribución de demanda en base mensual.

El perfil horario ayudará a definir si el sistema requiere o no acumulación dependiendo de la curva de oferta solar. El perfil mensual determinará una buena parte de la rentabilidad de la inversión, ya que, si la operación o la caldera sólo son utilizadas varios meses del año, la inversión se recuperará en un horizonte muy lejano. Un rango recomendable de utilización del sistema de acumulación sería entre los 9 a los 12 meses, para una recuperación adecuada [117].

Como se observa en la Figura 41, en invierno, la curva del recorrido que realiza el sol a lo largo del día es más baja, por lo tanto, para aprovechar mejor su radiación y en el caso de que se utilice un sistema captador fijo, es recomendable usar un ángulo mayor que la latitud del lugar como inclinación del colector. Por el contrario, en verano la curva es más alta, por lo tanto, es mejor colocar los paneles con un ángulo inferior a la latitud de su ubicación. Esto quiere decir que, si la curva de demanda es más acentuada en alguna estación, la inclinación de los paneles debería ser calculada para que se aprovechara la mayor cantidad de radiación. Si no existe estacionalidad marcada, entonces deberían ser dispuestos en un ángulo de inclinación próximo a la latitud pero ligeramente adaptado para que se aproveche la radiación durante la época del año que esta es mayor, esto es, el verano [117].

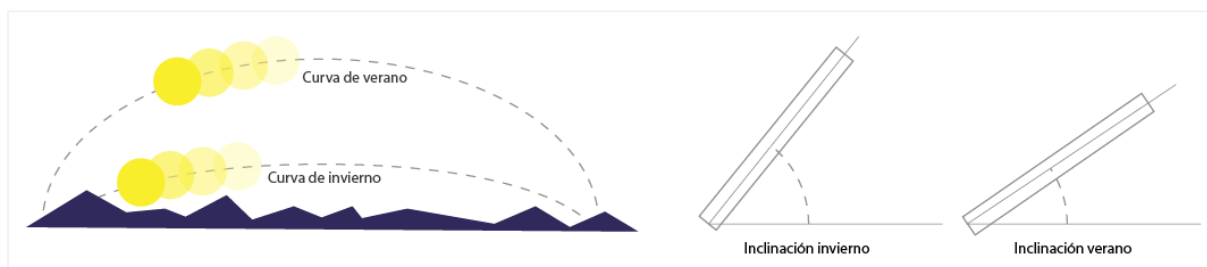


Figura 41. Grado de inclinación de un colector según la estación. [117]

3.6 Evaluación del recurso solar y otras variables ambientales

La producción de calor solar se desarrolla en el entorno local, es decir, que la energía producida se empleará en un punto cercano a su producción y por consiguiente la ubicación de la planta industrial sobre la que se pretenda instalar el sistema solar térmico determinará en gran medida la idoneidad o no de la instalación del propio sistema solar.

También es necesario evaluar el recurso solar y otras variables ambientales puesto que determinan la cantidad de energía solar por unidad de superficie aprovechable en la ubicación de la planta industrial. Con ese dato de cantidad de energía solar disponible se podrá realizar el cálculo del área necesaria para cubrir determinada fracción solar de la demanda térmica del proceso industrial. Además, aportará la información necesaria para saber el desfase de las curvas de generación y demanda que permitirá realizar un primer cálculo del volumen de acumulación, en caso de que éste fuera necesario [117].

Con respecto al recurso solar, a partir de él, se podrán determinar las posibles tecnologías de colectores solares a utilizar en función del porcentaje de radiación directa respecto de la total. Paralelamente es conveniente conocer otros parámetros ambientales que pudieran afectar a la eficiencia con que dicho recurso puede ser absorbido, como son la temperatura ambiental, la humedad, nubosidad, pluviometría, contaminación y otros.

3.6.1 Fuentes de información de recurso solar

En España se dispone de diversas fuentes y herramientas que facilitan información respecto a las variables ambientales disponibles, incluyendo la radiación, para una zona geográfica determinada. Algunas de éstas, son:

- Meteonorm: reconocida fuente para la generación de datos meteorológicos, basada en más de 25 años de experiencia en el desarrollo de bases de datos meteorológicas para aplicaciones energéticas. Dispone de un amplio catálogo de datos meteorológicos así como de procedimientos de cálculo para aplicaciones solares

y diseño de sistemas en cualquier localización del mundo [117]. Este programa dispone de datos climatológicos de multitud de estaciones meteorológicas, midiendo parámetros de radiación, temperatura, humedad, precipitación, días con precipitación, velocidad del viento y dirección, horas de sol... Asimismo, también facilita un modelo de interpolación de radiación solar y parámetros adicionales para cualquier lugar del mundo, proporcionando datos horarios y valores de radiación global y de radiación normal directa [118].

-Atlas de radiación solar en España: permite disponer de una referencia actualizada del promedio de la radiación solar que llega a la superficie terrestre en España con una alta resolución espacial. Los datos de partida son los productos satelitales obtenidos por el CM-SAF (Climate Satellite Application Facilities) de la agencia para la explotación de los satélites meteorológicos europeos, EUMETSAT, en el marco de su labor de vigilancia del clima. El documento contiene su validación frente a una serie de estaciones de referencia de la Red Radiométrica Nacional de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) con objeto de proporcionar una estimación de su incertidumbre [119].

- ADRASE_Acceso a Datos de Radiación Solar de España: visor a través del cual se puede acceder a datos mensuales y anuales estimados de radiación solar global, así como a la franja esperada de máxima variabilidad. Se puede acceder directamente sobre el mapa proporcionando una tabla de valores correspondientes a la localización [120].

- Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica PVGIS: herramienta que proporciona información sobre la radiación solar y el rendimiento del sistema fotovoltaico para cualquier ubicación en Europa y África, así como una gran parte de Asia y América. Permite al usuario visualizar y descargar datos promedio mensuales de radiación solar y temperatura durante un período de varios años. Además, proporciona el perfil diario promedio de la radiación solar y la temperatura del aire para un mes determinado. Asimismo, facilita información sobre datos que contiene un año meteorológico típico, que entre otras variables permite descargar la irradiancia horizontal global, irradiancia normal directa e irradiancia horizontal difusa [121].

-NSRDB_Base de Datos Nacional de Radiación Solar NREL: esta base de datos nacional ofrece valores horarios y semestrales de datos meteorológicos, además de los valores de irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa. Para una ubicación determinada, es posible obtener la cantidad de energía solar en un momento dado y predecir la posible disponibilidad futura de energía solar en función de las condiciones pasadas [122].

-Red de estaciones meteorológicas de AEMET: ofrece datos horarios y resúmenes de las aproximadas 800 estaciones convencionales de observación en superficie, tanto de forma gráfica como en tabla, de las últimas 24 horas, así como a los valores extremos y acumulados desde las 00 horas del día hasta la hora de actualización indicada, obtenidos en la red de estaciones. También se puede acceder a los resúmenes diarios de estas estaciones en los últimos siete días. Se pueden obtener los valores de las temperaturas máximas, mínimas y medias, así como los datos de velocidad máxima y rachas de viento. En 26 estaciones de las anteriores además se pueden consultar los valores de radiación solar en banda ancha (global, directa, difusa, infrarroja y ultravioleta) y de capa de ozono (ozono total en columna y perfil de ozono) [123].

3.6.2 Radiación e Irradiancia

La radiación es un parámetro fundamental para el dimensionado del sistema solar. Al igual que para la estimación de la demanda se puede decir que, una sobreestimación del recurso disponible puede llevar al diseño de sistemas con una baja producción, mientras que una subestimación del recurso puede llevar a

sistemas con excesos de producción, lo que puede comportar problemas de gestión y seguridad de la instalación [117].

Se entiende como radiación la energía contenida en el conjunto de ondas electromagnéticas, en este caso solares, que se propagan a través del espacio y que al llegar a la Tierra participan en diferentes medios hasta alcanzar una determinada superficie. Se expresa en kWh/m². Por otro lado la Irradiación o Irradiancia se entenderá como la densidad del flujo de ondas electromagnéticas por unidad de superficie (por tanto en W/m²) que incide sobre un punto en la superficie especificada [117].

La radiación global que incide sobre una superficie consta de tres componentes: radiación directa, difusa y reflejada. La radiación solar directa, es la fracción de la radiación solar que llega a la superficie terrestre con una trayectoria bien definida, la que une al Sol con el punto donde está situado el observador en la superficie terrestre. La fracción de la radiación solar que llega a la superficie terrestre sin una trayectoria definida se denomina radiación solar difusa, y se produce debido a que la radiación solar en su camino hacia la superficie terrestre sufre una atenuación al pasar por la atmósfera debido a procesos de absorción y de difusión. La radiación reflejada, también denominada albedo, es la radiación que llega a una superficie determinada como consecuencia de la reflexión de la radiación solar en el suelo o en superficies verticales. Normalmente representa una fracción muy pequeña de la radiación solar global. Por tanto en un día soleado predominará la radiación solar directa y en uno nublado, la difusa, mientras que la reflejada dependerá siempre del entorno, y es muy importante en zonas nevadas o en las ciudades con edificios altos [124].

En la evaluación de la radiación es importante, a los efectos de validar la idoneidad de ciertas tecnologías solares, como es el caso de las tecnologías de concentración, determinar qué parte de la radiación global es directa y cuál difusa, puesto que las tecnologías de concentración al “concentrar” los rayos solares precisan que la radiación solar tenga una “dirección”, y por tanto, por definición, que sea radiación solar directa [117]. Para que sea posible calcular el campo de colectores y el volumen de acumulación es necesario que el perfil de radiación solar sea la distribución horaria de al menos un año tipo. Esto quiere decir, que se debe contar con la información de la radiación hora a hora, durante un año. En base al perfil de la oferta solar y superponiéndolo al perfil de la demanda térmica se obtiene el desfase entre disponibilidad de recurso solar y demanda de proceso, de lo cual se puede discernir, como se ha indicado anteriormente, la necesidad o no de subsistema de acumulación.

Si la demanda térmica que se quiere cubrir (considerada la fracción solar) difiere en su distribución horaria a lo largo de un día tipo con la curva de oferta solar, como se muestra en la Figura 42, entonces se hará prácticamente indispensable disponer de un volumen de acumulación.

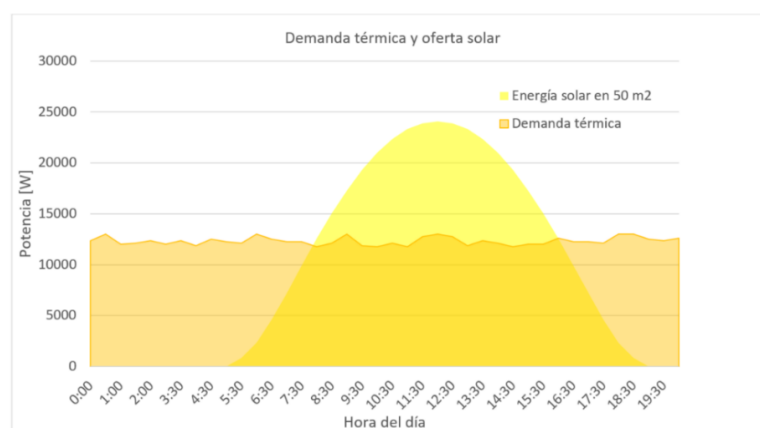


Figura 42. Demanda térmica y oferta solar para un día concreto. [117]

3.6.3 Localización geográfica. Inclinación y sombras

Para que un sistema solar sea atractivo económicamente es importante que se ubique en una localización soleada. A mayor energía solar disponible, mayor será la producción del sistema y, por tanto, mayor será el ahorro generado. Es preciso tener en cuenta no sólo las horas de Sol del emplazamiento, sino también la claridad del cielo, puesto que juega un papel fundamental. Lugares muy soleados, pero con cielos turbios, pueden no ser tan interesantes como se podría pensar. En España, dos tercios del territorio disponen de radiación suficiente para hacer que el uso de energía solar sea competitivo [23].

La ubicación del sistema solar es importante también en cuanto a la mínima distancia entre colectores para la máxima utilización de los mismos, teniendo en cuenta las sombras y la inclinación óptima (en caso de colectores fijos) para el máximo aprovechamiento del recurso. Un criterio posible para definir el ángulo de sombreado, en el caso de colectores fijos, es utilizar el día en que el sol hace la curva más baja sobre el horizonte, que corresponde al solsticio de invierno (en general el 21 de diciembre). Y para simplificar el cálculo, se suele utilizar el ángulo de incidencia a las 12 h del día [117].

3.7 Condiciones de contorno

Para el diseño de un sistema solar térmico, no solo habrá que tener en cuenta la demanda y el recurso solar, sino también es importante analizar otros condicionantes como serían: las condiciones ambientales (temperatura ambiente y otras), el precio de la energía convencional y el espacio disponible.

3.7.1 Condiciones ambientales: temperatura ambiental y otros condicionantes

Después de la radiación, la principal medida que determina la eficiencia de un sistema solar térmico y de la elección de la tecnología solar, es el valor de la temperatura ambiental, ya que, dependiendo de ésta, se puede determinar si existe riesgo de heladas o posibilidad de estancamiento. Otro condicionante ambiental es la posibilidad de una concentración muy alta de material con partículas en suspensión (polvo u otros), ya sea por la ubicación geográfica o debido a algún proceso industrial cercano que genere residuos de partículas, por lo que habría que considerar la posibilidad que los colectores pudieran perder eficiencia debido a la suspensión de dicho material sobre sus espejos [117].

Otro factor a conocer es, si se utiliza agua de red para alimentar el circuito primario, la dureza del agua u otras características físicas o químicas relevantes para prever si el sistema solar requiere o no algún equipo de tratamiento de dureza de las aguas, ya que esto puede deteriorar rápidamente la eficiencia térmica de los colectores y los intercambiadores y puede generar corrosión en las tuberías.

Por último, también hay que tener en cuenta el viento, puesto que genera grandes esfuerzos, continuos o intermitentes, que pueden ocasionar fatiga en los tejados si el sistema solar está en cubierta, o incluso, en casos extremos, llegar a desanclar los colectores, por lo que es preciso prestar especial atención al dimensionado de las estructuras de soporte si en la ubicación prevista los vientos predominan.

3.7.2 Precio de la energía

Una variable muy importante a tener en cuenta en el análisis económico de la solución adoptada como sistema solar es el precio de las fuentes energéticas tradicionalmente empleadas en los procesos industriales. Estas fuentes son principalmente electricidad, gas natural, gasóleo o biomasa. Si la fuente energética usada tiene un coste alto para la industria entonces el sistema solar térmico será más rentable en comparación con el proceso sin el aporte solar [117]. Por ello es recomendable realizar una revisión de las

tarifas de los combustibles utilizados en la industria concreta, y analizar la evolución de los precios de los mismos en los últimos años, realizando a su vez una previsión de los precios para los siguientes diez años, estableciendo diferentes escenarios, como pudieran ser [29]:

-Escenario medio: La evolución de los precios mantiene la pendiente de los últimos años.

-Escenario bajo: La pendiente de la evolución de los precios es la mitad del caso base.

-Escenario alto: La pendiente de la evolución de los precios es el doble del caso base (en la actualidad podría ser de 4 o 5 veces la previsión realizada).

3.7.3 Espacio disponible

Uno de los factores más importantes para la instalación de un sistema solar térmico es el disponer de suficiente espacio para la ubicación del campo de colectores, los depósitos de acumulación y resto de equipos auxiliares necesarios. El espacio más restrictivo es el necesario para el campo solar, pues requiere de una gran superficie, orientada correctamente y que esté libre de sombras. Este espacio debe ubicarse en terreno próximo a la industria o bien disponer de espacio suficiente en la cubierta de la misma para su instalación.

Es determinante conocer las sombras existentes y la orientación de la cubierta o el terreno donde se emplazará. Las sombras producidas por factores externos, ya sean éstas de origen geográfico, o producidas por alguna estructura o algún edificio colindante, producen un desaprovechamiento del recurso solar durante las horas que el campo reciba sombra, y además, pueden conllevar problemas de operación importantes, como por ejemplo, que se produzcan ocasionales retornos del campo solar a bajas temperaturas, lo que podría empeorar la estratificación en el acumulador, o generar complicaciones con la regulación [117].

Para aproximar las pérdidas en las horas de sol que pueda generar un obstáculo cercano, se puede utilizar un diagrama solar. Esta herramienta, junto con la información geométrica del obstáculo y su disposición respecto al campo solar, puede estimar cuantas horas de sombra generará y en qué épocas del año. Un diagrama solar muestra las curvas de altura solar para distintos ángulos azimutales, en las diferentes épocas y horas del año. Adicionalmente se necesita de información de las variables que se muestran en la Figura 43, en donde en el origen se sitúa el campo de colectores y las dimensiones establecidas ayudan a determinar distintas inclinaciones α_i y los distintos ángulos azimutales γ_i , a partir de los cuales se determina un área de sombreado dentro del diagrama solar.

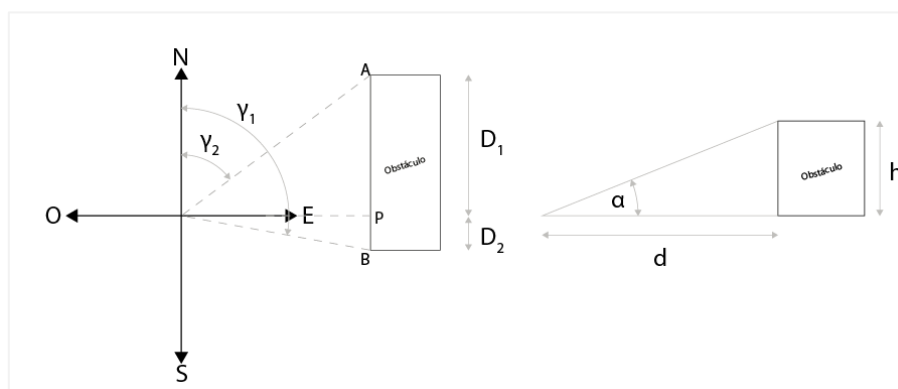


Figura 43. Esquema obstáculo generador de sombra. [117]

Otro factor a tener en cuenta en la búsqueda de un espacio disponible es la resistencia estructural que este presenta. Dependiendo de la ubicación elegida, se deberá estudiar la resistencia de los materiales y estructuras para ver si estos son adecuados a las solicitaciones estructurales de los diferentes componentes de los sistemas solares, como por ejemplo el caso de las cubiertas, y ver si éstas son adecuadas de acuerdo con el peso y cargas que soportarán.

3.8 Selección de tecnología solar

Una vez conocida la demanda térmica, sus temperaturas de trabajo, la disponibilidad del recurso solar y los valores de radiación, y analizado los espacios disponibles, se estará en condiciones de acotar las tecnologías solares posibles para utilizar las más adecuadas.

Se puede seleccionar la tecnología más apropiada para el proyecto en función de su rendimiento a partir de los rangos térmicos establecidos por la demanda, el punto de conexión y los costes específicos de cada tecnología. La selección del tipo de colector debe buscar la eficiencia y la rentabilidad. En términos generales se podría afirmar que el colector térmico óptimo será aquel que produzca la mayor cantidad de energía al menor coste de inversión posible durante su vida útil. La durabilidad de la instalación dependerá de las características de los materiales de los que están hechos sus componentes, también de las limitaciones o ventajas constructivas y de diseño que aportan las estructuras de soporte y fijación y los fluidos caloportadores, entre otros. Por otro lado, también conviene analizar la curva de rendimiento a la temperatura de trabajo prevista o bien realizar una simulación dinámica detallada del sistema productivo con las diferentes alternativas de colectores solares y verificar cuál produce más energía a menor coste de inversión [117].

Teniendo en cuenta la dependencia de la temperatura de funcionamiento con las pérdidas térmicas de los colectores solares, la selección de la tecnología más adecuada está directamente relacionada con la temperatura de la demanda de calor y a su vez, relacionada con la estrategia de integración solar adoptada, según sea el esquema del sistema a nivel de proceso o de suministro. El esquema de la Figura 44 muestra la tecnología más adecuada para las condiciones de funcionamiento que tenga un proyecto concreto, teniendo en cuenta el rango de temperaturas de proceso en diferentes sectores industriales y el rango de temperaturas de funcionamiento más adecuado de las diferentes tecnologías de colectores. [98].

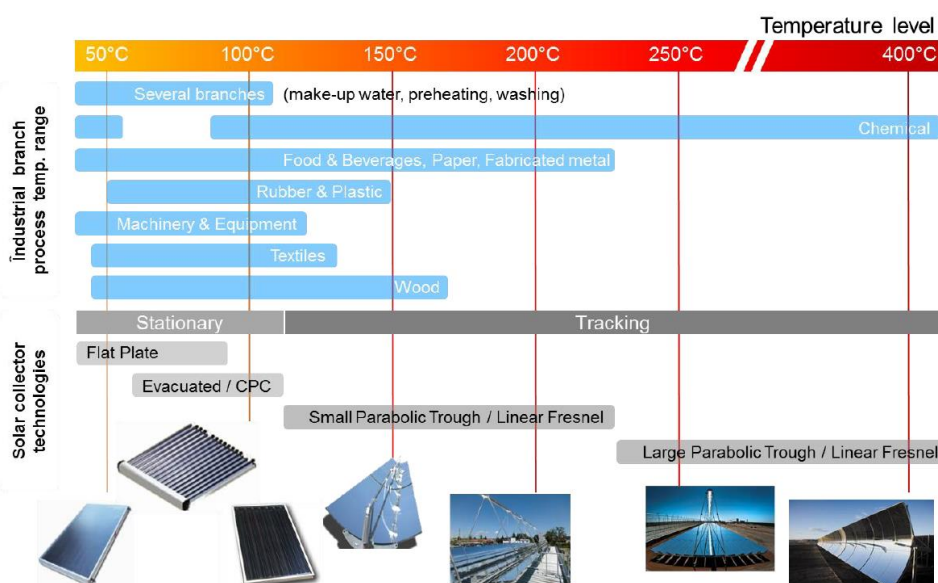


Figura 44. Tecnologías de colectores solares según temperatura de operación y de proceso. [98]

Una vez seleccionada la tecnología a utilizar, hay que decidir el tipo de colector en particular. Para cada tipo de colector existen diferentes modelos y fabricantes, con diferentes características cada uno de ellos. Se debe hacer una búsqueda de alternativas en el mercado actual en el momento de la instalación, ya que existen pocos fabricantes que comercialicen colectores diseñados de forma específica para generación de calor en procesos industriales y además, algunos modelos de captadores no están mucho tiempo en mercado puesto que o bien no tienen cuota suficiente para seguir con su comercialización o bien no se han testado lo suficiente y cuando se comienzan a usar en instalaciones de demostración no cumplen con las especificaciones marcadas.

De entre los colectores existentes en mercado, se deberá comparar, aun siendo de la misma tecnología, el rango de temperaturas que ofrecen, tipo de fluido y presiones de trabajo, equipamiento asociado, espacio ocupado, posibilidad de ubicaciones en cubierta y/o suelo, el rendimiento que ofrecen, y su coste. También es aconsejable explorar los montajes previos, para conocer el estado de madurez de la tecnología, que irá ligado a la garantía que pueda ofrecer el colector. Asimismo, se deberían analizar las pérdidas de carga, no sólo del colector, sino de sus potenciales agrupaciones de colectores. La inercia térmica del colector también es importante para reducir los tiempos de puesta en funcionamiento, principalmente dada por el volumen de fluido contenido, que también influye en el dimensionado de los sistemas de seguridad y expansión. Todo ello combinado con las condiciones de mantenimiento, la garantía y la red de servicio de asistencia técnica y el coste de los componentes de acople y estructuras de montaje, el nivel de complejidad que involucre su incorporación a las estructuras pre-existentes, ya sea en suelo o techo.

3.9 Predimensionado y simulación de un campo solar

El diseño del campo solar consiste en la determinación del número óptimo de captadores que hay en cada lazo así como del número de lazos necesarios para cumplir las especificaciones marcadas por el proceso industrial. Para ello se realiza el proceso en dos fases:

-El predimensionado o primera estimación del campo solar a partir de cálculos sencillos, teniendo en cuenta la energía demandada en el proceso industrial y el emplazamiento de la instalación, asumiendo condiciones meteorológicas representativas (punto de diseño).

-Tomando como referencia esa primera estimación, realizar la simulación del comportamiento térmico a lo largo de un periodo largo de tiempo en función de un registro anual de datos climáticos «tipo» que incluyan la radiación solar directa y la temperatura ambiente. Esta fase definitiva va a permitir optimizar el diseño del campo solar analizando diferentes configuraciones del mismo y, lo que es más importante, va a permitir estudiar el comportamiento del campo solar con anterioridad a su construcción. De esta forma se puede determinar, la producción anual de energía o el cálculo de las pérdidas de carga, necesario para fijar la distribución de tuberías del campo [124].

El punto de diseño del campo solar fija las condiciones para su dimensionado y depende de los requerimientos marcados por el proceso industrial, de las características técnicas del captador seleccionado, del emplazamiento, de los datos climáticos y de si la planta posee o no almacenamiento térmico. Los datos que representan el punto de diseño se recogen en la Tabla 8.

Para poder predimensionar la planta solar, hay que establecer previamente varios condicionantes como son los siguientes:

- Tipo de conexión: habrá que decidir en función del proceso si la conexión del sistema solar a la industria se realiza en serie o en paralelo.

- Tipo de fluido: habrá que determinar si el fluido es líquido (agua, aceite, sales) o por el contrario será vapor.
- Tipo de calentamiento: Si será directo o indirecto.
- Tipo de almacenamiento: Con o sin almacenamiento.

Tabla 8. Datos determinantes en el punto de diseño. [124]

Datos del proceso industrial	Potencia térmica demandada al campo solar	
	Temperatura del fluido a la entrada del campo solar	
	Temperatura del fluido a la salida del campo solar	
Datos meteorológicos y geográficos del emplazamiento	Emplazamiento (características geomorfológicas)	
	Latitud y longitud geográfica	
	Radiación solar directa	
	Temperatura ambiente	
	Angulo de incidencia de la radiación solar sobre el captador	
Datos del campo solar	Fluido de trabajo y sus propiedades termo-físicas	Temperatura máxima de trabajo
		Calor específico
		Densidad
		Viscosidad cinemática
	Configuración de las tuberías de alimentación	Central
		Retorno directo
		Retorno invertido
	Configuración de las tuberías entre captadores	Longitud
		Elementos hidráulicos
	Modelo de captador y especificaciones técnicas	Longitud del captador
		Ancho de apertura
		Área de apertura
		Rendimiento óptico pico
		Coefficiente global de pérdidas térmicas
		Modificador por ángulo de incidencia
Rugosidad relativa del absorbente		
Orientación de los captadores		

Para poder realizar un predimensionamiento de las instalaciones de calor solar en industria, dada la complejidad y la variabilidad de tipologías de industrias y diferencias entre sus puntos de diseño, resulta de interés usar una calculadora en línea de calor solar para procesos industriales, como es SHIPcal, iniciativa de código abierto desarrollada específicamente para industrias interesadas en integrar la energía solar en sus procesos [125].

El uso de este tipo de calculadoras en línea tiene un largo historial en sectores más maduros como la industria fotovoltaica, pudiendo encontrar diferentes iniciativas como por ejemplo PVWatts de NREL [126], sin embargo para el caso de los sistemas solares térmicos de concentración para procesos industriales apenas se encuentran herramientas alternativas al software convencional tipo TRNSYS [127], MATLAB [128] o PolySun [129]. Además de la herramienta anteriormente indicada, existen otras dos referencias de trabajos encaminados al desarrollo de calculadoras en línea para procesos industriales que son SHIP Design Tool [130] y AppSol [131]. La herramienta de diseño SHIP Design Tool se desarrolló durante el proyecto de investigación "*InSun: calor de proceso industrial por colectores solares*" siendo su principal inconveniente el número limitado de esquemas de integración disponibles. Por su parte, AppSol es un software propietario basado en modelos TRNSYS y simula la integración de sistemas solares en diferentes sectores industriales de Chile, teniendo como principal limitación que las simulaciones se circunscriben a ese país. Así pues, prácticamente la única iniciativa que cumple con las expectativas necesarias es SHIPcal.

Para llevar a cabo una simulación en la herramienta SHIPcal, se introduce primero la información de entrada relativa al campo solar (tales como localización, superficie disponible y tipología de tecnología solar a simular). También se han de facilitar los datos correspondientes a la integración en el proceso industrial (como el sector industrial, la temperatura de proceso, el caudal o el tipo de integración) y por último información financiera relativa al tipo de combustible convencional usado y el precio del mismo. El programa utiliza tres enfoques de diseño diferentes para calcular el tamaño del sistema, que son, la superficie disponible para el campo solar, el tamaño del proceso industrial objetivo del diseño solar y el presupuesto disponible [125].

El enfoque de diseño en base a la "superficie disponible" se utilizará si se conoce el valor de dicha superficie disponible, la ubicación y las temperaturas del proceso. En este enfoque de diseño, la herramienta calcula el tamaño del sistema asumiendo que el campo solar ocupa toda la superficie disponible, seleccionando la tecnología solar según el nivel de temperatura. En procesos hasta 110°C mediante colectores de placa plana y si el nivel de temperatura es superior a 110°C o se selecciona vapor como fluido de transferencia de calor, SHIPcal utiliza colectores concentradores bien cilindroparabólico o Fresnel, este último es usado cuando se selecciona "ubicación en cubierta" como tipo de superficie.

El enfoque de diseño en base al "Tamaño del proceso industrial" lo utiliza cuando, al menos, se conocen la ubicación y las características del proceso y, por lo tanto, el tamaño del sistema se puede calcular a partir de la información del proceso, como por ejemplo caudal másico, presión, temperaturas, etc.

El último enfoque de diseño, "Presupuesto disponible", se aplica cuando, además de la ubicación y las temperaturas del proceso, también se proporciona el presupuesto disponible. En este caso, SHIPcal calcula el tamaño del sistema aumentando el tamaño del campo solar hasta que el coste del proyecto alcance la limitación presupuestaria.

Una vez calculado el tamaño de diseño del sistema, el módulo de diseño crea el sistema completo utilizando dos submódulos de tecnología, uno encargado de modelar el colector solar y otro que modela el esquema hidráulico de integración del proceso.

Después de los cálculos de diseño, la herramienta utiliza el modelo de rendimiento anual, utilizando el submódulo anual de tecnología solar y el submódulo anual de esquema de integración. Los valores de diseño calculados en el modelo de diseño como, por ejemplo, el número de filas en el campo solar, coeficientes de transferencia de calor de los intercambiadores de calor, temperaturas de consigna y otros, son utilizados en estos submódulos y el proceso iterativo calcula los valores de salida instantáneos del sistema.

SHIPcal simula 12 días característicos por año (un día por mes) suponiendo que la producción mensual es similar a la de su día característico, multiplicada por los días del mes. El día característico de cada mes se obtiene promediando los datos completos de cada mes. Una vez que el proceso de iteración ha llegado a una solución, SHIPcal genera un archivo de salida con datos meteorológicos y de producción de energía y presenta los resultados. Una vez finalizada la simulación anual, SHIPcal genera un resumen de las características de diseño del sistema, el perfil de producción de energía en el punto de diseño y la producción de energía mensual simplificada.

En este trabajo se utilizará para la realización de las simulaciones necesarias, el simulador solar para procesos industriales Ressspi [132] que es un simulador solar de código abierto para procesos industriales basado en el código SHIPcal. Este simulador permite evaluar la producción energética y el ahorro generado a partir de las características básicas del proceso industrial partiendo de los parámetros de diseño

definidos por el usuario como son, el número de lazos, el número de colectores por lazo, el concepto de integración y la capacidad de almacenamiento (en caso de ser necesaria).

4 Materiales y métodos

4.1 Introducción

En el presente capítulo se describen los materiales, equipos y metodologías utilizadas durante el desarrollo de la investigación, siguiendo aspectos de los abordados en los capítulos previos. En primer lugar, se expone el análisis realizado al sector corchero, con indicación de los datos del proceso productivo y energético de las industrias estudiadas, profundizando en las industrias preparadoras en particular, considerando el número y ubicación de las mismas, sus volúmenes de producción y su régimen de funcionamiento.

Seguidamente, se definen los procedimientos empleados para el análisis del perfil térmico de la industria preparadora de corcho y el prediseño del prototipo solar que se instalará. Se describe la instalación realizada, así como sus componentes y su sistema de gestión y control.

Asimismo, se detalla la tipología y planificación de ensayos a llevar a cabo, así como la metodología utilizada para realizar los mismos.

Finalmente, se especifica el procedimiento para realizar el análisis económico y su viabilidad para diferentes escenarios.

4.2 Análisis del sector corchero con potencial de aplicación solar

Como punto de partida de este trabajo de investigación será necesario identificar, de entre las industrias corcheras, cuáles son susceptibles de ser objeto de una instalación de energía solar térmica y que, por tanto, tienen un potencial suficiente para incorporar calor solar a sus procesos.

Para ello habrá de realizarse un estudio desde el punto de vista energético de las diferentes tipologías de empresas corcheras más representativas, que permita detectar, en cuales de ellas tienen lugar procesos que presenten condiciones favorables para la instalación de un sistema solar.

Este estudio sectorial de potencial aplicación en el sector industrial corchero se desarrolla, seleccionando cinco industrias representativas: una industria taponera, una industria de fabricación de granulados, y tres preparadoras con hervido tradicional, con diferentes formatos de quemadores y diferente combustible, para poder establecer si hay diferencias significativas entre ellas.

Para realizar este análisis, se solicitaron diferentes datos a las empresas seleccionadas, entre ellos, los datos generales como, nombre de la empresa, domicilio fiscal, dirección y descripción de la actividad. Además, se les requirió información sobre su producción, solicitándoles datos como: números de edificios y superficies de la industria, número de empleados, régimen y horario de funcionamiento, capacidad de producción, tipo de materia prima y producto terminado, residuos generados y sistemas de energía renovables ya instaladas. También se les pidió información adicional como: potencia eléctrica instalada y tarifa, tipo de generadores térmicos instalados, con indicación de potencias, caudales, tipos de combustibles y otros.

Con todo lo anterior y con la información tomada sobre campo, se estableció un esquema del proceso de cada una de ellas, con indicación de los aportes energéticos en cada caso. Para poder completar este análisis energético adicionalmente se recabaron datos sobre los consumos de energía eléctrica y térmica y los costes asociados a estas partidas.

De entre las diferentes tipologías, se seleccionará como potencial usuaria de energía solar térmica, aquella que presente un porcentaje significativo del coste de energía térmica sobre el coste energético total, y que además desarrolle procesos idóneos para esta integración solar. Según Muster-Slawitsch, B. et al [133] el proceso de cocción hasta 150°C es un proceso adecuado para la integración de un sistema solar, de modo que el sector industrial que disponga de este tipo de proceso podrá aprovechar el potencial solar y éste supondrá una importante contribución a las necesidades energéticas de la industria. En otros sectores, como por ejemplo el de las industrias cárnicas, se han empleado metodologías análogas, para determinar el potencial de aplicación solar y su viabilidad. En concreto, Hernado, V. [134] realizó una clasificación de dichas industrias, analizando sus procesos y sus necesidades de agua caliente, identificando las temperaturas y volúmenes involucrados y los equipos utilizados en las mismas para la producción de la energía térmica necesaria.

Partiendo de todos los datos que se recojan en este subcapítulo, se podrá evaluar la “pre-viabilidad” de la integración de una instalación de calor solar siguiendo la metodología de Muster, B. et al. [116].

4.2.1 Datos generales

El estudio se realizó mediante visitas a las empresas recabándose los datos necesarios y ampliando alguna información vía teléfono o email, según el caso. Como datos generales, y por privacidad de los datos personales, solo se recogerán en este estudio los siguientes: Designación de la industria /Actividad de la empresa/Descripción más precisa de la actividad /Ubicación.

4.2.2 Proceso productivo

De cada una de las industrias visitadas se realizó un diagrama de proceso y se recogió información sobre el modo de operar en planta y la temporalidad del proceso.

4.2.3 Datos de producción

Los datos de producción más relevantes se recogen en una ficha de datos, como la que se observa en la Tabla 9.

Tabla 9. Ficha de datos de producción inicial.

DATOS DE PRODUCCIÓN			
Edificios y superficie			
Número de empleados			
Régimen de funcionamiento	horas/día	días/semana	días/año
Horario de funcionamiento			
Capacidad mensual/anual			
Materias primas			
Productos			
Residuos			
Tecnologías renovables instaladas			

4.2.4 Análisis energético

Los datos desde el punto de vista energético más relevantes se recogieron en una ficha de datos como la que se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Ficha de datos análisis energético.

ANALISIS ENERGÉTICO			
	PROCESO DE PRODUCCIÓN		
Potencia eléctrica instalada (kW)			
Tarifa contratada			
Generadores térmicos instalados	Potencia (kW)	Producción (kg/h)	Usos
Otros equipos instalados	Potencia (kW)	Producción (kg/h)	Usos
	ENERGÍA ELÉCTRICA		
Consumo de energía eléctrica EE (kWh)			
Importe del consumo de EE (€)			
Consumo de energía eléctrica reactiva ER (kVArh)			
Importe del consumo de ER (€)			
Coste medio del kWh eléctrico (€/ kWh)			
	COSTE ENERGÉTICO ANUAL		
Energía eléctrica (€/año)			
Energía térmica (€/año)			
Gasto energético total (€/año)			

4.3 Industrias preparadoras de corcho en plancha

Como se mostrará en el capítulo de Resultados, de las diferentes tipologías de industrias corcheras analizadas según el apartado 4.2, se identificó a la industria preparadora como la más indicada para incorporar una instalación solar de media temperatura, ya que en ella se realiza el proceso de cocción de corcho en plancha y son las que mayor demanda térmica tienen.

Para poder hacer una simulación y estudio de inclusión de los sistemas de energía solar en las industrias preparadoras, se necesitó previamente realizar un estudio pormenorizado de la situación actual de este tipo de plantas que permitiera obtener la información necesaria para determinar la completa viabilidad de la integración solar en estas instalaciones, siguiendo la metodología marcada por Muster, B. et al. [116]. Por tanto, fue necesario identificar las industrias de esta tipología que actualmente están en funcionamiento y analizando las condiciones en las que llevan a cabo el proceso. Se recogieron datos sobre el número de ellas que sigue empleando leña para calentar el agua de cocción y cuales ya han optado por hacerlo con quemadores de pellet, ya que es, en estas últimas, donde habría más probabilidad de que se pudiera instalar el sistema solar de apoyo, al estar las industrias más automatizadas y con mejores posibilidades de incorporación de una fuente de calor auxiliar.

4.3.1 Análisis de número y ubicación de industrias preparadoras

Para poder determinar qué número de empresas preparadoras que realizan la operación de cocido en Extremadura, están operativas, se consultaron diferentes fuentes.

Por un lado, Sepúlveda Justo, FJ [67] obtuvo un “*Listado de Industrias Corcheras de Extremadura en el año 2014*”, catalogándolas por tipologías según su operación, pudiendo identificarse en este trabajo las industrias que realizaban operación de cocido en Extremadura en esa anualidad.

Por otro lado, la Agrupación Sanvicenteña de Empresarios del Corcho (ASECOR), dispone de un listado actualizado anualmente de socios, incluyendo en los mismos aquellas industrias operativas y activas, tanto fuera como dentro de Extremadura. Igualmente, el Ayuntamiento de San Vicente de Alcántara también facilitó el listado de empresas operativas que están registradas en su base de datos.

En la página web de la CELIEGE (Federación Europea de Cork) [79] se encuentran actualizados los listados de las empresas auditadas bajo el SYSTECODE, a las que aplica el CIPT [79]. De los mismos se puede extraer información de las industrias que se dedican a la operación de cocido, tanto en España como en Europa y Marruecos.

Por último, a través de las empresas que han realizado la instalación de quemadores de pellets en las industrias corcheras, se pudo establecer qué tipología de quemador se ha instalado en las mismas.

Toda la información anterior se completó realizando llamadas telefónicas a las industrias sobre las que había dudas de que siguieran operativas, y también se contactó con aquellas sobre las que había dudas sobre el sistema térmico empleado en el cocido, al no haber podido obtener esa información por otra vía.

A partir del conjunto de datos, se pudo conocer el número de industrias preparadoras activas y su reparto por provincias en España, con información sobre cuáles disponen de quemadores de pellets y cuáles tienen otro tipo de quemador.

4.3.2 Volumen de producción

Para valorar el volumen de producción se necesita profundizar más en el funcionamiento de este tipo de empresas. Por ello, se entrevistó a 11 industrias preparadoras, lo que supone aproximadamente el 50% del total de este tipo de industrias de San Vicente de Alcántara (y el 32% de Extremadura), considerándolo una muestra suficientemente representativa. Las empresas encuestadas proporcionaron información del número de trabajadores que tienen en plantilla, tipo de empresa constituida, así como datos de los periodos de cocción anual, mensual, semanal y diario. Las entrevistas se realizaron de forma presencial en las industrias.

De las 11 empresas contactadas, dos de ellas aún mantenían la caldera de leña, pero indicaron que estaban en proceso de cambio para sustituir el hogar de leña por quemador de pellets. El estudio se centró por tanto en las empresas dotadas de instalación de quemador de pellet para el calentamiento del agua de cocción del corcho, puesto que se observó que son mayoritarias y que las que quedan con hogar de leña están en proceso de cambiar de combustible. Por lo tanto, en este trabajo se exponen los datos recogidos de las 9 empresas visitadas con quemador de pellet.

El resultado de los datos recogidos se organizó en una ficha como la que aparece en la Tabla 11. Por confidencialidad de las empresas, las mismas se identificaron con letras en lugar de con sus denominaciones habituales.

Para poder dimensionar correctamente la probable instalación de energía solar, se precisa previamente conocer otros parámetros como son el volumen del recipiente de cocción, el volumen de agua de los mismos, los kilogramos de corcho por cocción, el número de cocciones/año y, por ende, la producción anual de corcho cocido. Los datos obtenidos tras las visitas a las diferentes empresas se recogieron en una ficha de datos como la que se muestra en la Tabla 12.

Tabla 11. Ficha de datos de cocción para las industrias preparadoras.

EMPRESA	Meses al año	Semanas al mes	Días a la semana	Cocciones al día	Cocciones a la semana
A					
B					
C					
D					
E					
F					
G					
H					
I					

Tabla 12. Ficha de datos del proceso industrial en las industrias preparadoras.

EMPRESA	Volumen caldera (m ³)	Volumen agua (m ³)	Nº anual aprox. de cocciones	Corcho por calderada (kg)	Producción anual de corcho (t)
A					
B					
C					
D					
E					
F					
G					
H					
I					

4.3.3 Quemadores y consumos de pellets

Para conocer mejor el proceso que se lleva a cabo y los consumos energéticos se precisa conocer también qué tipos de quemadores tienen instalados las diferentes industrias estudiadas, cuál es su temperatura de consigna y cuál es el consumo diario y semanal de pellet de los mismos. Todos los valores se resumieron en una tabla tipo como la que se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Ficha de datos de quemadores de pellets y consumos en las industrias preparadoras analizadas

EMPRESA	Modelo quemador	T ³ consigna (°C)	Consumo diario pellet (kg)	Consumo semanal pellet (kg)
A				
B				
C				
D				
E				
F				
G				
H				
I				

4.3.4 Régimen de funcionamiento

Además de los datos anteriores, fue necesario tener un conocimiento más profundo del funcionamiento diario de las industrias, por lo que se seleccionaron dos de las empresas descritas anteriormente, para poder registrar datos del proceso in situ a pie de caldera. En concreto este estudio más pormenorizado se realizó en las empresas D y E, siendo dos empresas con diferentes volúmenes y diferencias en su producción, lo que permitió tener un conocimiento del régimen de funcionamiento tipo.

De cada una de ellas se anotaron los valores correspondientes a los parámetros especificados en la Tabla 14.

Tabla 14. Ficha de datos para dos industrias preparadoras tipo.

DIMENSIÓN CALDERA	
VOLUMEN AGUA CALDERA (descontando volumen corcho) (m ³)	
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	
FUNCIONAMIENTO ANUAL	
HORARIO DE FUNCIONAMIENTO	
NÚMERO DE LLENADOS SEMANALES	
VOLUMEN DE AGUA ADICIONAL POR REPOSICIÓN (aprox. 1000 l por calderada, reponiéndose de manera continua durante el día)	
GENERADOR TÉRMICO	
POTENCIA (kW)	
ETAPAS DE POTENCIA PROGRAMADAS	
PRODUCCIÓN (kg/h)	
CONSUMO SEMANAL ESTIMADO	

También se registraron los inicios y fin de los ciclos de cocción a lo largo del día, registrando la temperatura del vaso de cocción, el tiempo que se tarda en alcanzar de nuevo la temperatura de trabajo, el incremento de temperatura en ese intervalo y la potencia del quemador en cada uno de los intervalos de cocción y para el mantenimiento de los 99°C. Todos los datos se anotaron en una tabla tipo como la que se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15. Ficha de datos régimen de funcionamiento.

INICIO COCCIÓN	T ^a (°C) (tras introducir los fardos de corcho)	Tiempo (min) (hasta alcanzar temperatura de trabajo)	Variación de T ^a (°C)
1 ^a			
2 ^a			
3 ^a			
4 ^a			
5 ^a			
6 ^a			
7 ^a			
8 ^a			

4.4 Estudio de perfil térmico de industria preparadora

Tras el estudio realizado a las industrias preparadoras, se pudo comprobar como las empresas con quemadores de pellets, aunque controlan automáticamente la temperatura del agua de cocción y el consumo de combustible, aun no automatizan ni controlan otros parámetros del proceso.

Para poder simular y analizar la viabilidad técnica y económica de un concentrador solar de media temperatura en el proceso de cocción de corcho, hace falta previamente conocer en detalle algunas características de dicho proceso como el consumo de agua, el perfil de temperaturas de la caldera, perfil de la temperatura de agua introducida en la caldera y rangos de temperatura, de forma automatizada y periódica.

A partir de los estudios realizados y expuestos en los puntos anteriores, se constató, que la mayor parte de las variables que se necesitan para realizar el estudio del perfil térmico de la industria, no son valores exactos ni exhaustivos, ya que las empresas carecen en sus instalaciones de sondas o de equipos de medición no disponiendo tampoco de sistemas de registro de datos automáticos. Los datos fueron recogidos de modo manual y muchos de ellos fueron facilitados por los industriales en base a su experiencia profesional.

Teniendo en cuenta por tanto la carencia de información pormenorizada, se procedió a la instalación de un sistema de adquisición y registro de datos en una de las industrias corcheras visitadas y entrevistadas. En concreto fue la industria E, que es una industria preparadora tipo que representa a la mayoría de las preparadoras de San Vicente de Alcántara y está especializada en la producción de tapones de corcho natural. Se eligió esta empresa, además de por ser representativa, por la disponibilidad de la propiedad a facilitar el montaje de los equipos necesarios en su fábrica, y además porque cuenta en sus instalaciones con una caldera de cocción mediana-pequeña muy accesible para la instalación de los equipos necesarios para las mediciones oportunas.

4.4.1 Sistema de adquisición de datos

Para poder establecer donde instalar los diferentes equipos que componen el sistema de adquisición de datos, hay que analizar el funcionamiento de la industria y su esquema de proceso.

Este tipo de empresas suele dejar preparada la caldera con agua limpia cada viernes de cada semana de trabajo y dejan programado el encendido del quemador de pellets cada domingo, para que el agua esté a temperatura de régimen, para comenzar a operar el lunes a primera hora de la mañana. A partir de ese momento se inician las diferentes calderadas que se sucederán a lo largo del día, desde la introducción de cada fardo de corcho para su cocción en la caldera hasta su extracción, una vez transcurrida la hora de cocción. Durante todo este proceso de calderadas diarias, se ha de ir reponiendo el agua que se pierde por evaporación y por absorción del corcho.

Para estos aportes de agua, la empresa dispone en sus instalaciones de un depósito de almacenamiento de agua y de un pozo. El operador de la caldera utiliza el agua indistintamente desde depósito o pozo, según la necesidad (el llenado desde el pozo es más rápido que desde el depósito y en determinadas situaciones se han de complementar ambos llenados), estos aportes, desde depósito o pozo, no se controlan volumétricamente, sino que durante las cocciones, el agua se añade manualmente y de manera más o menos constante para reponer las pérdidas, abriendo para ello las llaves de llenado situadas en las tuberías procedente de uno u otro sitio, dejando a criterio del operador el uso de uno u otro suministro. Cuando se han sacado los últimos fardos de corcho de la jornada diaria, el operador aporta el agua necesaria y se tapa el recipiente hasta la jornada siguiente.

Por este motivo, el sistema de registro de datos del proceso supuso básicamente la instalación de los siguientes elementos principales: contadores de agua, sondas PT-100, termohigrómetro, armario eléctrico y registrador. Sistema similar fue utilizado por Porras, C. [135] para la monitorización y registro de las principales variables en un sistema de energía solar térmica basado en colectores de tubos de vacío para

suministro de agua a alta temperatura, utilizando para ello también un sistema de adquisición datos Datalogger, sondas de temperatura PT100 y caudalímetros.

Así, se instalaron seis sondas de inmersión PT 100 para la medición de las temperaturas en el vaso de cocción: dos sondas a 20 cm de la superficie del agua, dos sondas a media altura (aproximadamente a 1,30 cm de profundidad) y dos sondas a 20 cm del fondo del recipiente, para disponer de las temperaturas a distintos niveles del vaso de cocción. Se eligieron las sondas de inmersión PT100, ya que son unas de las más utilizadas y conocidas de entre los detectores de temperatura resistivos (RTD)[136].

El termohigrómetro instalado fue un transmisor combinado de temperatura y humedad relativa. Se montaron dos contadores, en las dos tuberías de llenado procedentes del pozo de sondeo y del depósito exterior. Y se instaló un registrador MultiCon CMC 99 que es un indicador, registrador y controlador capaz de registrar datos de 12 canales. Para poder tratar y visualizar los datos grabados con el registrador se contó con el software de gestión - DAQ Manager. En la Figura 45, se observa un esquema de la instalación y en la Figura 46, algunas fotografías reales de la misma: armario de equipo registrador (a); caudalímetros (b); vaina de acero inoxidable para instalación de sondas PT100 (c).

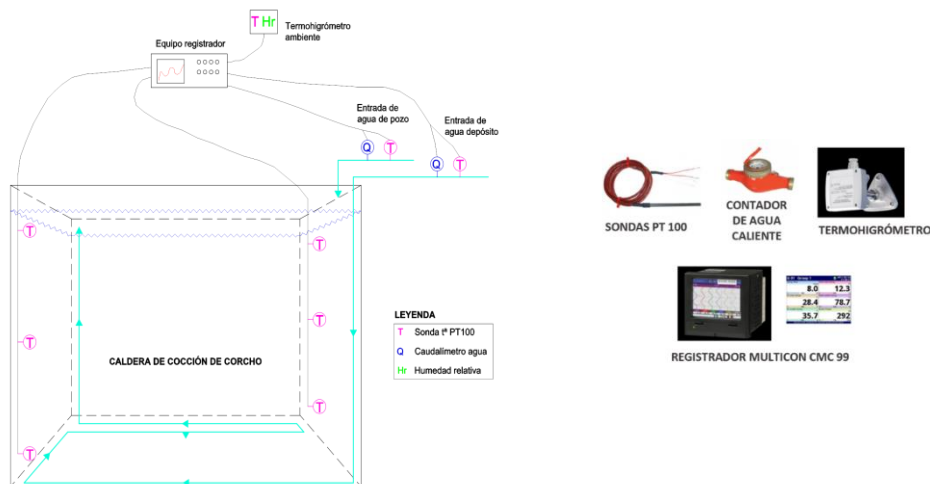


Figura 45. Esquema de sistema de registro y adquisición de datos en caldera. [137]



Figura 46. Fotografías del sistema de registro de datos.

4.4.2 Medición de variables

El periodo de medición de variables coincidió con el periodo normal de trabajo en la industria, que funciona todos los meses del año, salvo julio y agosto. Por tanto, los datos utilizados en esta experimentación se recogieron durante los diez meses de trabajo de la empresa, y en particular se utilizaron los datos del mes de marzo, que es un mes tipo de campaña, para realizar un estudio diario y semanal más pormenorizado.

Así pues, partiendo de los datos recogidos se realizaron diferentes análisis de los mismos, los cuales se describen pormenorizadamente en los siguientes apartados de este capítulo y que se resumen a continuación.

-Estudio de un día tipo de cocción (11 de marzo).

-Estudio de un día tipo de llenado (10 de marzo).

-Estudio de una semana tipo para obtención del rendimiento del sistema (11-15 de marzo).

-Estudio de demanda térmica mensual de los diez meses de trabajo.

-Estudio de demanda térmica anual.

Con el sistema instalado se pudieron obtener las variables relacionadas en la Tabla 16. De cada día, el sistema de registro generaba un archivo excel con datos cada 30 segundos, con todas las variables anteriores. Esta información se almacenó en un pendrive en la industria, a la que semanalmente se acudió para hacer el volcado de dichos datos. Con el software de gestión - DAQ Manager, se puede hacer una visualización gráfica de cada una de las variables para el periodo de tiempo que se quiera, bien sea para una hora de cocción, de una jornada o de varios días agrupados.

Tabla 16. Variables y canales de medición.

CANALES DE MEDICIÓN	Variable	Unidades
Sonda Tª PT100 Inferior izquierda	T_{i1}	°C
Sonda Tª PT100 Inferior derecha	T_{i2}	°C
Sonda Tª PT100 Intermedia izquierda	T_{m1}	°C
Sonda Tª PT100 Intermedia derecha	T_{m2}	°C
Sonda Tª PT100 Superior izquierda	T_{s1}	°C
Sonda Tª PT100 Superior derecha	T_{s2}	°C
Volumen Contador Agua Depósito	V_{dep}	l
Volumen Contador Agua Pozo	V_{poz}	l
Sonda Tª PT100 Agua Pozo	T_{poz}	°C
Sonda Tª PT100 Agua Depósito	T_{dep}	°C
Termohigrómetro_Temperatura Ambiente	T_{amb}	°C
Termohigrómetro_Humedad Relativa Ambiente	Hr	%

4.4.3 Estudio de día tipo de cocción

Para poder tener una primera aproximación al perfil térmico de la corchera, fue necesario el estudio en detalle de un día tipo de cocción. Así, se eligió un día del mes de marzo por considerarse un mes típico de campaña.

Lo primero que se necesitaba conocer es cuantas calderadas se han realizado, en qué momentos, cuánto han durado, el volumen de agua añadido en cada una de ellas, la temperatura del agua añadida y la variación de temperatura en el vaso de cocción, puesto que con todo ello se podrá determinar la demanda térmica del proceso.

Para poder saber el número de calderadas por jornada, a partir de las variables medidas con el sistema de registro se extrajeron de los datos de la variable T_{s1} y se visualizaron gráficamente. Se observó que en los momentos en los que se extrae el corcho, esta variable tomada por la sonda superior izquierda, al igual que su homóloga la superior derecha, quedaban al descubierto por la bajada del nivel de agua en el recipiente de cocción, indicando gráficamente una bajada drástica de temperatura en la sonda, que volvía a subir cuando el siguiente fardo de corcho era introducido y se elevaba el nivel de nuevo del agua en la caldera, volviendo a quedar la sonda cubierta con el agua de cocción. Así, a partir de esta gráfica, se identificó la hora de inicio y fin de cada calderada, para posteriormente poder extraer de cada uno de esos intervalos de tiempos las demás variables necesarias.

A continuación, se precisó conocer los volúmenes de agua añadidos durante cada calderada (V_c), determinándose esta variable a partir de los volúmenes contabilizados en los contadores de agua desde el fin de una calderada ($V_{dep f} / V_{poz f}$) hasta el inicio de la siguiente ($V_{dep i} / V_{poz i}$) a través de la ecuación (8) y con los datos recogidos en la Tabla 15. Todos los volúmenes se miden en litros.

$$V_c(\text{litros}) = (V_{dep f} - V_{dep i}) + (V_{poz f} - V_{poz i}) \quad (8)$$

También se precisó conocer el incremento de temperatura del volumen de agua, obteniéndolo como la media de los incrementos de T^a de las Sondas Intermedias (T_{m1} y T_{m2}) y las T^a de las Sondas Inferiores (T_{i1} y T_{i2}) denominado ΔT_{medio} ($^{\circ}\text{C}$), según la ecuación (9).

Para ello previamente, y con los datos recogidos en la Tabla 15, se llevaron a cabo las medias de las temperaturas de las sondas intermedias izquierdas y derechas (T_{m1-2}) según ecuación (10), y las medias de las temperaturas de las sondas inferiores izquierdas y derechas (T_{i1-2}) según ecuación (11), se seleccionó el valor máximo y mínimo de cada una de ellas en cada periodo de duración de una calderada y se obtuvo el $\Delta T_{s \text{ intermedias}}$ según la ecuación (12) y del $\Delta T_{s \text{ inferiores}}$ según ecuación (13).

$$\Delta T_{\text{medio}}(^{\circ}\text{C}) = \frac{\Delta T_{s \text{ intermedias}} + \Delta T_{s \text{ inferiores}}}{2} \quad (9)$$

$$T_{m1-2}(^{\circ}\text{C}) = \frac{T_{m1} + T_{m2}}{2} \quad (10)$$

$$T_{i1-2}(^{\circ}\text{C}) = \frac{T_{i1} + T_{i2}}{2} \quad (11)$$

$$\Delta T_{s \text{ intermedias}}(^{\circ}\text{C}) = T_{m1-2}(\text{máx}) - T_{m1-2}(\text{mín}) \quad (12)$$

$$\Delta T_{s \text{ inferiores}}(^{\circ}\text{C}) = T_{i1-2}(\text{máx}) - T_{i1-2}(\text{mín}) \quad (13)$$

La demanda térmica de este día tipo ($D_{\text{día tipo}}$) será la suma de las demandas de cada calderada ($D_{\text{calderada}}$) a lo largo de cada día de proceso, siendo esta última la suma de la demanda térmica del agua en caldera ($D_{\text{agua caldera}}$), la demanda térmica del agua nueva de renovación procedente de pozo ($D_{\text{renov pozo}}$) y la demanda térmica del agua nueva de renovación procedente de depósito ($D_{\text{renov depos}}$), obtenidas a partir de las fórmulas (14) a (20):

$$D_{calderada}(kWh) = D_{agua caldera} + D_{renov\ poz} + D_{renov\ depos} \quad (14)$$

$$D_{renov\ poz}(kWh) = V_{poz} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \left(100 - \frac{\sum_i^n T_{i\ poz}}{n}\right) \quad (15)$$

$$D_{renov\ depos}(kWh) = V_{dep} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \left(100 - \frac{\sum_i^n T_{i\ dep}}{n}\right) \quad (16)$$

$$T_{m\ dep}(^{\circ}C) = \frac{\sum_i^n T_{i\ dep}}{n} \quad (17)$$

$$T_{m\ poz}(^{\circ}C) = \frac{\sum_i^n T_{i\ poz}}{n} \quad (18)$$

$$D_{agua\ caldera}(kWh) = (6000 - V_{dep} - V_{poz}) \cdot \rho \cdot C_p \cdot \Delta T_{medio} \quad (19)$$

$$D_{día\ tipo}(kWh) = \sum_i^n D_{i\ calderada} \quad (20)$$

Donde:

V_{dep} (l)=volumen añadido a la caldera proveniente del depósito en cada calderada.

V_{poz} (l)=volumen añadido a la caldera proveniente del pozo en cada calderada.

$T_{m\ dep}$ ($^{\circ}C$)= temperatura media del agua procedente del depósito.

$T_{m\ poz}$ ($^{\circ}C$)= temperatura media del agua procedente del pozo.

ρ (densidad del agua)= 1 kg/l .

C_p (calor específico del agua)= 0,00116 kWh/l $\cdot^{\circ}C$.

4.4.4 Estudio de un día tipo de llenado

La industria donde se instaló el sistema de registro de datos realiza el llenado completo de la caldera y precalienta el agua hasta temperaturas cercanas a la cocción, normalmente el domingo, para posteriormente el lunes, a la hora del comienzo de la jornada, tener la caldera y el agua prácticamente preparada. Se eligió para este estudio también, un día del mes de marzo por considerarse un mes típico de campaña.

La demanda térmica de un día de llenado ($D_{llenado}$) se determinará según la fórmula (21) como la suma de la demanda térmica del agua nueva de renovación procedente de pozo para el llenado ($D_{renov\ poz}$) y la demanda térmica del agua nueva de renovación procedente de depósito para el llenado ($D_{renov\ depos}$), ambas calculadas según las ecuaciones (15) y (16), utilizando los valores de volumen añadido a la caldera proveniente del depósito o del pozo cuando se llenó por completo la caldera.

$$D_{llenado}(kWh) = D_{renov\ poz} + D_{renov\ depos} \quad (21)$$

4.4.5 Consumo energético y rendimiento del sistema

Para poder completar el perfil térmico del proceso se necesita conocer el consumo de combustible, dato que no se pudo automatizar debido a la configuración del sistema del quemador, por ello este dato se tomó manualmente desde el panel de control del quemador.

El cálculo del consumo energético diario (kWh), se determinó partiendo del consumo de pellet M_{pellet} (kg) y el poder calorífico P_c de los mismos (kWh/kg) a través de la ecuación (22). El poder calorífico del pellet que utiliza la industria es de 5,22 kWh/kg.

$$\text{Consumo energético diario(kWh)} = M_{pellet} \cdot P_c \quad (22)$$

El rendimiento del sistema se calculó dividiendo la demanda térmica entre el consumo energético, según la ecuación (23). Para poder tener un dato más real de rendimiento del sistema, se calculó a partir de los datos de una semana de trabajo, del 11 al 15 de marzo, obteniendo la demanda energética del resto de días de la semana igual que se indicó en el apartado 4.4.3.

También se registraron los kilos de corcho que se cocieron cada día (Q_{corcho}) pudiendo así determinar el consumo energético por kg de corcho (C_{e_kg}) según la ecuación (24).

$$\text{Rendimiento del sistema} = \frac{D_{\text{día tipo}}}{\text{Consumo energético diario}} \quad (23)$$

$$C_{e_kg}(\text{kWh/kg}) = \frac{\text{Consumo energético diario}}{Q_{corcho}} \quad (24)$$

4.4.6 Estudio demanda térmica mensual y anual

Otros datos relevantes relativos al proceso son la demanda térmica mensual y anual. Ambos valores servirán para poder realizar la simulación de un sistema solar complementario.

Para ello, se obtuvo la demanda térmica de un día tipo de cocción de cada mes del periodo estudiado ($D_{\text{día tipo}}$), siguiendo lo descrito en el apartado 4.4.3 y se determinó la demanda térmica de un día tipo de llenado de cada mes del periodo estudiado (D_{llenado}) siguiendo lo descrito en el apartado 4.4.4. La demanda térmica de cada mes (D_{mes}) se calculó multiplicando la demanda térmica del día tipo o llenado por el número de días que se realizó dicha operación en cada mes (N° días tipo o N° días llenado), siguiendo la ecuación (25). Se obtuvo así la demanda anual del proceso (D_{anual}) sumando la demanda mensual de los meses en los que hay producción según la ecuación (26).

$$D_{\text{mes}}(\text{kWh}) = D_{\text{día tipo}} \cdot N^{\circ}_{\text{días tipo}} + D_{\text{llenado}} \cdot N^{\circ}_{\text{días llenado}} \quad (25)$$

$$D_{\text{anual}}(\text{kWh}) = \sum_i^n D_{i \text{ mes}} \quad (26)$$

4.4.7 Volúmenes medios, máximos y mínimos

Para poder diseñar correctamente el prototipo solar complementario a la instalación, se precisa conocer los volúmenes medios, máximos y mínimos de reposición por cada calderada. Para ello, se realizó la media de los valores de los volúmenes por calderada ($V_{i \text{ cal}}$) recogidos en los días tipos estudiados, obteniendo un valor de volumen medio por calderada mes ($V_{m_mes_rep}$) según la ecuación (27). Además, se seleccionó el valor mayor volumen añadido en cada calderada cada día ($V_{m\acute{a}x_mes_rep}$) y el menor ($V_{m\acute{i}n_mes_rep}$), para así conocer el mínimo y el máximo volumen introducido en caldera. Calculando posteriormente la media anual de los tres valores anteriores ($V_{m_a\acute{n}o_rep}$, $V_{m\acute{a}x_a\acute{n}o_rep}$, $V_{m\acute{i}n_a\acute{n}o_rep}$) a través de las ecuaciones (28), (29) y (30) respectivamente.

$$V_{m_mes_rep}(l) = \frac{\sum_i^n V_{i_cal}}{n} \quad (27)$$

$$V_{m_año_rep}(l) = \frac{\sum_i^n V_{m_mes_rep}}{n} \quad (28)$$

$$V_{m\acute{a}x_año_rep}(l) = \frac{\sum_i^n V_{m\acute{a}x_mes_rep}}{n} \quad (29)$$

$$V_{m\acute{i}n_año_rep}(l) = \frac{\sum_i^n V_{m\acute{i}n_mes_rep}}{n} \quad (30)$$

Tambi3n fue necesario determinar los vol3menes utilizados en los d3as de llenado tipo mes ($V_{llenado\ mes}$), y se calcul3 posteriormente la media anual dicho valores ($V_{m_año_llen}$), seg3n la ecuaci3n (31).

$$V_{m_año_llenado}(l) = \frac{\sum_i^n V_{i_llenado\ mes}}{n} \quad (31)$$

Adicionalmente, se pudo calcular el volumen de agua necesario por kilogramo de corcho a cocer (V_{corcho}), dividiendo el volumen medio por calderada por 800 kg corcho/calderada, obtenido de los valores tomados en el apartado 4.4.5.

4.5 Prediseño de prototipo solar en industria corchera

4.5.1 Prediseño

La metodolog3a a emplear para el prediseño ha de partir de la base de la demanda energ3tica del proceso industrial. Del estudio del perfil t3rmico de la industria preparadora de corcho llevado a cabo en el apartado 4.4 se obtuvo la conclusi3n de que la mayor demanda t3rmica es la que proviene de calentar el volumen de agua procedente del dep3sito de la f3brica, derivado de la necesidad de elevar la temperatura del agua de renovaci3n del sistema proveniente del dep3sito hasta la temperatura de r3gimen en la caldera. Por tanto, el objetivo que se perseguir3 con el prototipo solar ser3 conseguir tener una volumen de agua auxiliar al de la industria, a una temperatura superior de almacenamiento que el existente, para que as3 el agua entre precalentada en la caldera y el salto t3rmico en el proceso sea menor y por consecuente menor la demanda t3rmica a satisfacer por el combustible empleado en la f3brica.

En el prediseño se consider3 un sistema indirecto, ya que lo id3neo es que el fluido que pasa por el primario solar, ceda su calor al agua de proceso a trav3s de un intercambiador, ya que as3 se puede utilizar como l3quido caloportador agua mezclada con glycol para evitar congelamiento durante el invierno, puesto que el agua de cocci3n de corcho en el proceso de cocido, ha de ser agua limpia y adem3s es objeto de control mediante un an3lisis de agua marcado por el CIPT [79]. As3 lo plante3 por su parte Guerrero Quijano, A.M. [124] realizando la simulaci3n de la integraci3n de una planta de colectores cilindro parab3licos en un proceso de cocido de corcho, en el que la caldera estar3 acoplada al campo solar mediante un intercambiador de calor. Por su parte, Biencinto, M. et al [138] diseñaron y simularon un campo solar con colector tipo CCStaR acoplado a una caldera de cocci3n de corcho, considerando dos circuitos principales, un circuito primario, que incluir3 el campo solar y las tuber3as de distribuci3n entre los lazos del colector y el intercambiador de calor que utilizar3 Antifrogen® SOL HT como fluido de transferencia de calor, y un circuito secundario, entre el intercambiador de calor y el proceso industrial que utilizar3 agua limpia.

Se opt3 por el diseño en paralelo para que la instalaci3n solar interfiriera lo menos posible en el trabajo cotidiano de la f3brica, de modo que posibles fallos o aver3as no resultasen contraproducentes para el desarrollo normal del proceso industrial. Lo id3neo es diseñar la integraci3n del sistema solar de modo

que no implique cambios excesivos en el procedimiento normal del proceso industrial, como así hicieron Frein, A. et al [139] los cuales apostaron por un esquema de integración simple, que requiriera pocos o ningún cambio en el proceso existente, para la integración de una planta termosolar de 1.000m² en un proceso de teñido textil en Túnez.

Además, se consideró necesario diseñar el prototipo con acumulación para que, dependiendo de las demandas reales del proceso, se pudiera aportar más o menos caudal de agua según necesidad, y conseguir así, seguir manteniendo un volumen de agua precalentada para las necesidades de la fábrica. Esto permitirá también poder seguir calentando el agua durante las paradas de la industria, como es el fin de semana, y poder tener agua precalentada disponible para cuando comience su funcionamiento. Baniassadi, A. et al [140] expusieron que si no hay almacenamiento de calor, el exceso de calor de los colectores no se utiliza, por el contrario, cuando el almacenamiento de calor se incorpora al sistema, este exceso de energía de los colectores puede almacenarse para calentar los fluidos del proceso. Por su parte, Lillo-Bravo, I. et al [141] analizaron una planta similar a la aquí diseñada, compuesta por un campo solar, un intercambiador de calor externo y un sistema de almacenamiento de energía térmica, esquema aplicable tanto para precalentamiento, como calentamiento o mantenimiento de la temperatura de los fluidos.

Estas premisas son las que se usaron en el prototipo CCStaR de la instalación experimental ejecutada en el proyecto RITECA II en las dependencias del ICMC, mencionado en los antecedentes de este trabajo, donde se diseñaron cuatro circuitos de agua conectados a través de dos intercambiadores de calor. En este prototipo la energía solar captada y transformada en energía térmica por el colector solar era conducida a un primer intercambiador de calor, para ser almacenada en un depósito de agua, para después la energía almacenada transferirla a través de un segundo intercambiador de calor para posteriormente ceder el mismo al agua contenida en la caldera experimental de corcho [72]. Por tanto, la experimentación en el CCStaR, permitió abordar este aspecto con mayor seguridad.

Por otro lado, se seleccionó para la tecnología solar lineal Fresnel, ya que la misma puede trabajar en el rango de temperaturas que se necesitan en el proceso, aportando la ventaja, sobre los colectores planos, de poder realizar desenfocos cuando no haya consumos para evitar sobrecalentamientos y evitar así la instalación de disipadores de calor. Además, ofrece ventajas competitivas sobre los colectores cilindroparabólicos, como las que se detallaron en el apartado 3.2.2.3. Asimismo, es una tecnología de la que existen actualmente soluciones comerciales para su implementación en industrias con programas de simulación, para casos adaptados a diferentes realidades industriales, que facilitan el predimensionado de sus instalaciones.

Considerando las premisas anteriores, se realizó el esquema de partida, que se muestra en la Figura 47 que sirvió de base para el diseño definitivo de la instalación. A modo de ejemplo, se pueden mencionar instalaciones con esquemas similares como el prototipo instalado en el Campus de Rabanales de Córdoba, instalado a nivel de demostración, mediante el cual se realiza el precalentamiento del agua de aporte a las calderas a través de captadores solares Fresnel [142] o el instalado en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla que dispone de una instalación Fresnel, para alimentar una máquina de absorción, la cual dispone de un sistema de almacenamiento para absorber la potencia térmica producida por el campo solar y que no es capaz de absorber el sistema [143]. Como se explicó en la Introducción de este trabajo, pocas son las referencias que se encuentran en relación a instalaciones de captadores solares en industrias, ya que pocas son las instalaciones realizadas hasta la actualidad y pocas las referencias sobre los resultados conseguidos en las mismas.

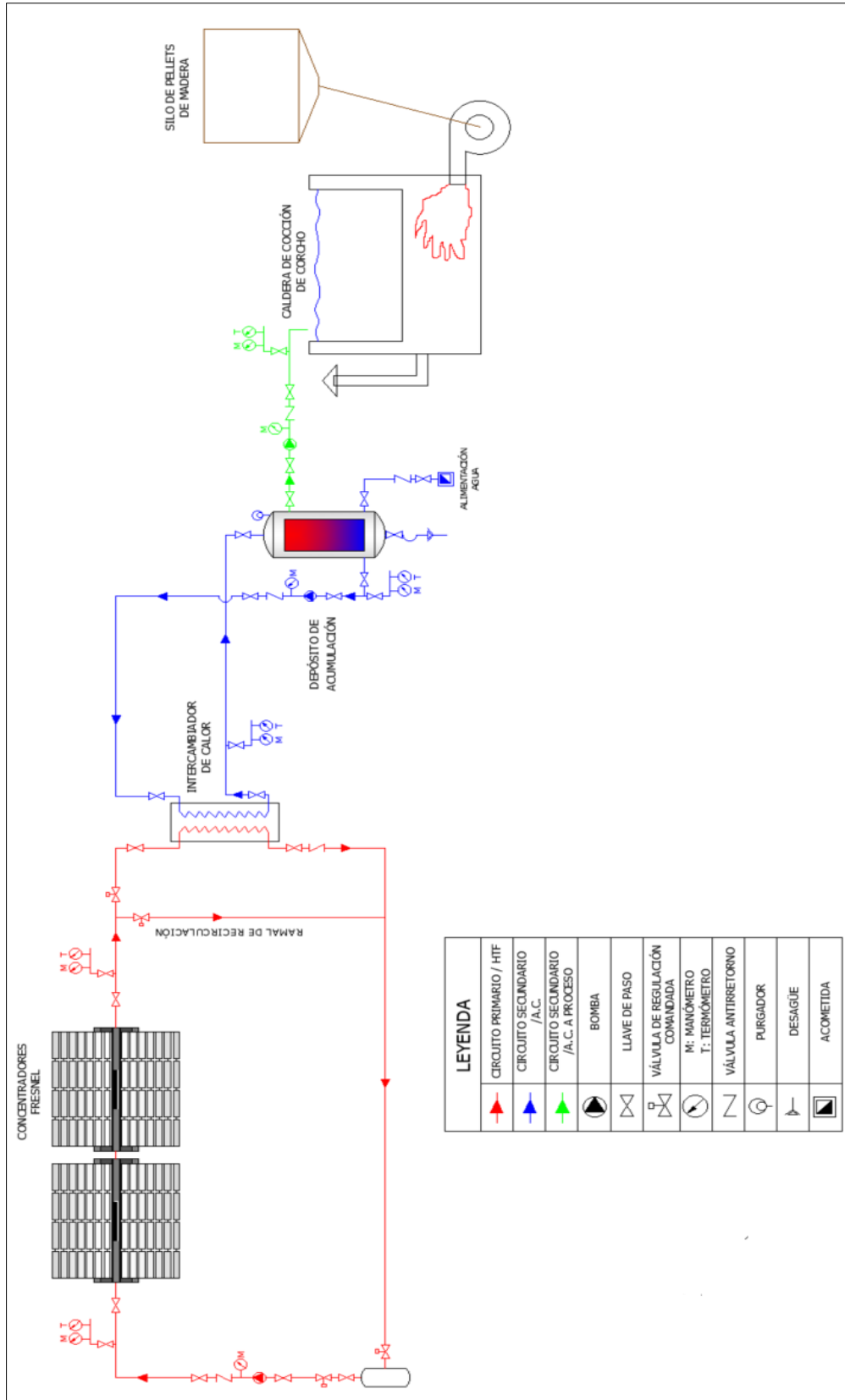


Figura 47. Esquema inicial de prediseño de la instalación Fresnel en el proceso de cocido de corcho.

4.5.2 Determinación de colectores y volumen de acumulación

Partiendo del esquema prediseñado, las dos variables principales que quedarían por determinar son el número de colectores y el volumen de acumulación del sistema. Para la determinación de estas variables se realizaron simulaciones de diferentes configuraciones para encontrar la solución óptima considerando las necesidades de agua del sistema, el ahorro previsto y la superficie de captación necesaria.

Para realizar estas simulaciones, como ya se avanzó en el apartado 3.9, se utilizó el simulador solar para procesos industriales Ressspi [132] que es un simulador solar de código abierto para procesos industriales basado en el código SHIPcal. Este simulador permite evaluar la producción energética y el ahorro generado a partir de las características básicas del proceso industrial. El simulador parte de los parámetros de diseño definidos por el usuario como son, el número de lazos, el número de colectores por lazo, el concepto de integración y la capacidad de almacenamiento (en caso de ser necesaria). Además también es preciso seleccionar el esquema de integración del sistema solar de entre los diferentes que el programa ofrece y que están basados en los esquemas de integración de la Task 49 de la IEA [116].

Así, de entre los esquemas implementados en SHIPcal cuando el suministro se genera en fase líquida, el que mejor se adapta a la configuración que se produce en la industria corchera es el denominado SL_L_S_PH (Calentamiento de tanque de almacenamiento en precalentamiento) tal y como se muestra en la Figura 48. En él, el campo solar es un circuito independiente que calienta el almacenamiento a través de un intercambiador de calor, hasta como máximo la temperatura de proceso, y cuando la energía solar producida no es suficiente para elevar la temperatura del almacenamiento la caldera convencional entra en funcionamiento para hacerlo. La temperatura inicial del almacenamiento es la temperatura de retorno del proceso y la temperatura mínima del almacenamiento es aquella a partir de la cual se puede suministrar energía al sistema. De este modo se puede enviar fluido a la caldera convencional a cualquier temperatura superior o igual a la del retorno del proceso[144]. En el caso de la corchera, el retorno será la alimentación de agua fría de la red.

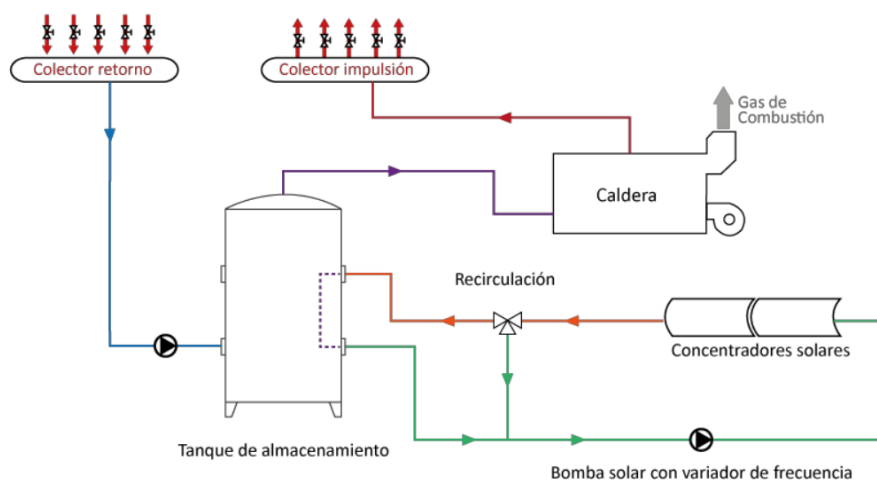


Figura 48. Esquema simplificado de la integración SL_L_S_PH. [144]

El colector que simula esta herramienta es el FLT20 SOLATOM [145], de óptica Fresnel lineal de 14,5 kW por módulo y de dimensiones 6x6x3,5 metros.

Además del esquema de integración, es necesario facilitar por parte del usuario los siguientes datos para que la herramienta calcule y realice las simulaciones:

-Datos de la industria: Los datos de la industria son necesarios para personalizar el informe que Ressspi ofrece como resultado de la simulación. En este caso, como se trata de diferentes simulaciones, para poder identificar cada una de ellas se las denomina como “SIM_Nºcolector_VolumenL”. También será necesario identificar el sector y/o subsector industrial del proceso simulado, seleccionando en este caso el sector “Madera_Corcho”.

-Tipo de combustible usado: Los datos del tipo de combustible usado son necesarios para poder evaluar el ahorro económico de la instalación solar. El combustible empleado para las simulaciones fue Biomasa (pellets de madera).

-Tipo de modelo de negocio: conocer el modelo de negocio deseado es necesario para poder calcular los retornos de inversión, el flujo de caja generado y la inversión necesaria. Se eligió la opción, llave en mano, puesto que se prevé que en este tipo de instalaciones el cliente realizará la inversión para adquirir el equipo y amortizará la inversión en la misma con el ahorro generado.

-Localización del sistema solar: El programa necesita conocer la localización del sistema solar y su tipología para poder calcular la producción solar. La ubicación elegida habrá de ser San Vicente de Alcántara, la cual se selecciona de entre las ubicaciones disponibles en el programa, puesto que Ressspi dispone del año meteorológico tipo de esta ubicación. También es necesario señalar el espacio disponible que a priori no va a establecer como un condicionante primordial en este primer prediseño, con lo que se le introducirá un valor de 1.000 m² para que no limite las simulaciones. En el apartado “Tipo de superficie” se consideró la instalación en suelo con terreno limpio, puesto que esta ubicación es menos costosa que en cubierta, y además más accesible para los ensayos y pruebas que se precisaron. También se ha de identificar la distancia al punto de suministro, que es la distancia entre la ubicación del campo solar y el punto de conexión a la red de suministro, en este caso la caldera de cocción, proporcionándose como valor estimado una distancia de 15 metros.

-Características de la superficie: El programa necesita los datos correspondientes a la orientación, la inclinación y las posibles sombras del equipo. La orientación se consideró Norte-Sur, en esta orientación producirá más energía anualmente que una orientada Este-Oeste. La inclinación utilizada fue cero grados puesto que la instalación se instaló sobre suelo llano. Tampoco se consideraron sombras inicialmente puesto que las corcheras disponen de patios amplios en sus industrias.

-Características del fluido de trabajo: El fluido de trabajo seleccionado fue agua y como presión de trabajo se identificó la presión en el depósito, esto es, 4 bar, definiéndose una temperatura prevista máxima en el almacenamiento de 90°C y una temperatura fría del proceso de 12°C siendo esta la temperatura más desfavorable en el periodo invernal.

-Consumo de energía térmica: conocer el consumo de energía térmica de la industria es necesario para poder simular el tamaño de la planta solar, concretamente se debe conocer el valor de la demanda anual de la industria, que se calculó según la metodología descrita en el apartado 4.4.6.

-Jornada laboral: Conocer el perfil de demanda diario de la industria es necesario para poder calcular cuanta energía solar puede ser utilizada por la industria. El programa indica que es conveniente introducir la jornada de un día representativo, con indicación de la hora de inicio y la hora final. En este caso, como la mayoría de las corcheras realizan el proceso de trabajo desde las 7:00h hasta las 18:00h, estos fueron los valores introducidos.

-Demanda semanal: Hay que identificar en el programa, por un lado, los días de la semana en la que existe demanda térmica, y por otro lado, los porcentajes diarios con respecto al total semanal. Para obtener estos porcentajes, se halló la demanda semanal total tipo por mes, y se realizó la media de los valores

porcentuales diarios. Los porcentajes se trasladaron a vectores de 0 a 1 puesto que así se introducen en el programa.

-Demanda anual: Hay que indicar en el programa, por un lado, los meses del año en los que existe demanda térmica, y por otro lado, los porcentajes mensuales con respecto al total anual, para obtener estos porcentajes, se partió de la demanda mensual y anual. Los porcentajes se trasladaron a vectores de 0 a 1 puesto que así se introducen en el programa.

-Parámetros de diseño: El programa necesita conocer el número de loops (conjunto de uno o más colectores en serie), número de colectores por loops (número de colectores conectados en serie) y el volumen de almacenamiento térmico en litros. Estos parámetros son los que marcaron el número de simulaciones que se realizaron.

Una vez definidas todas las variables, el programa realiza una simulación anual de la configuración pudiendo obtener el Coste Nivelado de Energía Térmica (LCOE) [109] calculándolo a través de la ecuación (32).

$$LCOE = \frac{\sum_1^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_1^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (32)$$

Donde:

LCOE = el coste medio nivelado de generación de electricidad a lo largo de la vida;

I_t = gastos de inversión en el año t ;

M_t = gastos de explotación y mantenimiento en el año t ;

F_t = gastos de combustible en el año t ;

E_t = generación de electricidad en el año t ;

r = tasa de descuento

n = vida útil del sistema.

Adicionalmente, se calcula el rendimiento del sistema solar siguiendo las pautas desarrolladas durante el proyecto “Guismo-Guidelines for CSP performance modeling”[146], obteniendo la producción de energía del campo solar a través de las ecuaciones (33), (34) y (35).

$$\dot{Q}_{solar}(kWh) = A_{net} \cdot DNI \cdot \eta_{opt,0} \cdot IAM(\theta) \cdot \eta_{clean} \quad (33)$$

$$\eta_{opt,0} = \rho \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma_{IC} \quad (34)$$

$$IAM(\theta) = \frac{\eta_{opt}(\theta)}{\eta_{opt,0}(\theta=0)} \quad (35)$$

Donde:

Q_{solar} = producción de energía del campo solar

A_{net} = área neta de apertura del colector

DNI = irradiación normal directa

$\eta_{opt,0}$ = eficiencia óptica máxima

IAM= modificador del ángulo de incidencia que describe las pérdidas del colector en función del ángulo de incidencia θ

ρ = reflectividad solar de los espejos

τ = transmisividad solar de la envoltura del vidrio

α = absorptividad solar del tubo receptor

γ_{IC} = factor de intercepción geométrica del colector

η_{clean} = eficiencia debida a la suciedad de los espejos

A partir de estos cálculos el programa ofrece como resultados el número de colectores, el volumen de acumulación, la superficie a ocupar por el campo solar propuesto en la simulación, la producción energética, el porcentaje de aporte solar, el porcentaje de utilización global, la tasa interna de retorno (TIR) y el año de retorno de la inversión.

Las simulaciones se diseñaron combinando diferentes volúmenes de acumulación con distinto número de colectores. De cada una de estas simulaciones se anotaron por un lado los valores correspondientes al aprovechamiento energético, en concreto los valores referentes al aporte solar y a la utilización global, y se analizó su evolución tanto al incrementar el número de módulos, como al incrementar el volumen de almacenamiento. Por otro lado, se anotaron los valores correspondientes al aprovechamiento económico, en concreto la TIR y el año de retorno, e igualmente se analizó la evolución de los mismos.

Para la variable “volumen de depósito”, se simularon valores entre un valor mínimo (superior al volumen medio que es necesario reponer por calderada e inferior al máximo de reposición por calderada) y un valor máximo (que tenga un valor próximo al volumen medio necesario para realizar la reposición completa de caldera). Los valores intermedios se determinaron partiendo del valor mínimo y realizando incrementos de 1.000 l para cada nueva iteración.

Para la variable “número de colectores”, se comenzó a realizar simulaciones con un único colector y se fue incrementando su número, hasta realizar el número de simulaciones que fueron precisas, hasta que se observó que los diferentes parámetros económicos y energéticos se iban estabilizando.

A la hora de seleccionar la combinación que finalmente se instaló en la corchera, se primó aquella solución que, aun siendo beneficiosa tanto económica como energéticamente, utilizara la menor superficie posible, ya que la instalación del prototipo se realizará en suelo, y todo el terreno que se ocupe por la instalación solar, no podrá servir para almacenamiento de corcho, siendo esto un condicionante importante impuesto por la industria.

4.5.3 Diseño del almacenamiento

Una vez determinado el volumen total de almacenamiento óptimo, se decidió si el almacenamiento debía realizarse en un único depósito o en varios, de diferentes volúmenes.

Conociendo el funcionamiento de la industria, se decidió utilizar una estrategia de doble depósito, en lugar de uno único, teniendo en cuenta que la corchera tiene dos tipos de consumo de agua, uno en

continuo, para recebo de agua por calderada y otro de reposición del agua total de caldera los días de limpieza y relleno.

Por tanto, se optó por una estrategia de doble depósito, con el volumen de uno de ellos, comprendido entre el volumen mínimo y medio de recebo, para evitar así un sobredimensionamiento del sistema. Y se diseñó el segundo hasta la totalidad del volumen óptimo determinado mediante la simulación.

La idoneidad de esta estrategia de doble depósito y las capacidades de los mismos, fueron objeto de estudio en función de los resultados de los ensayos a realizar, ya que a priori, se decidió utilizar esta estrategia para optimizar las temperaturas máximas de almacenamiento, puesto que teniendo un volumen de almacenamiento pequeño se consideraba que este se calentaría mucho más rápidamente que el volumen total de agua, y así siempre habría disponible una parte del volumen a más temperatura para usar en los recibos diarios.

4.6 Esquema definitivo e instalación de prototipo solar en industria corchera

4.6.1 Esquema definitivo

En base a los resultados del prediseño, se instaló en el marco del proyecto IDERCEXA, el prototipo solar que se testeó. El esquema definitivo de instalación se muestra en la Figura 49. Está compuesta por un circuito primario formado por 4 módulos SOLATOM FL20 y un circuito secundario formado por los dos depósitos de acumulación de diferentes capacidades. El circuito primario se conecta al secundario a través de un intercambiador de calor tal y como se ha descrito y justificado previamente.

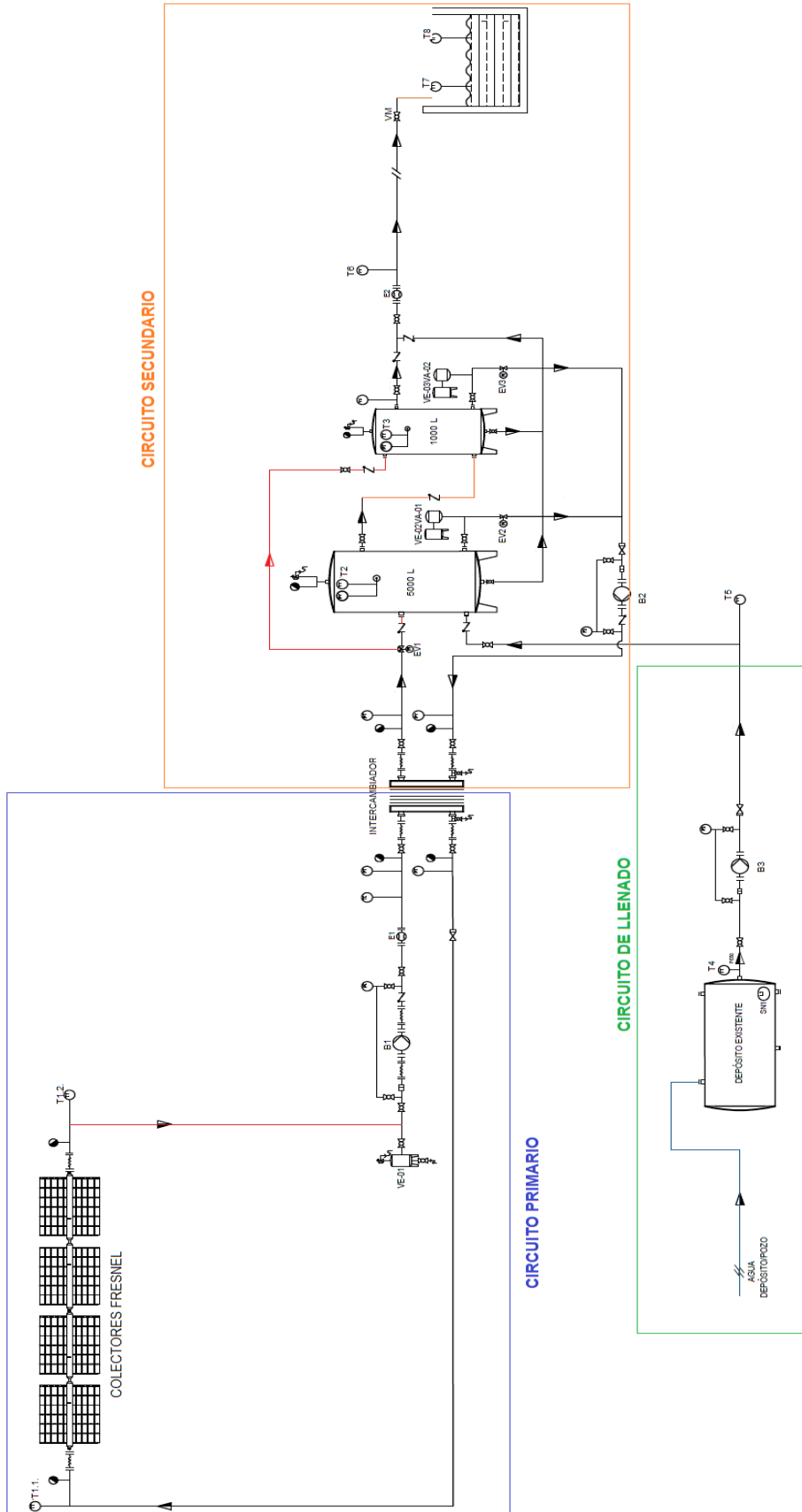


Figura 49. Esquema definitivo del prototipo solar Fresnel para la instalación corchera.

El prototipo se instaló en una empresa corchera la cual tiene espacio suficiente en el patio de la industria para montar el prototipo en suelo. En las Figura 50, Figura 51 y Figura 52 pueden observarse vistas en 3D de los volúmenes de la instalación en la fábrica, tanto de la parte hidráulica como de la conexión a la caldera de cocido. Como puede apreciarse en las imágenes, se disponía de espacio para la instalación sin problemas significativos debidos a sombreados. Los depósitos solares, así como las bombas y el intercambiador se situaron al lado del depósito horizontal existente en la fábrica. La salida de agua caliente se colocó en la parte Norte del campo, mientras que la entrada (retorno de agua fría) se llevó hasta la parte Sur del campo, haciendo que la tubería recorriera la separación Este de la parcela.

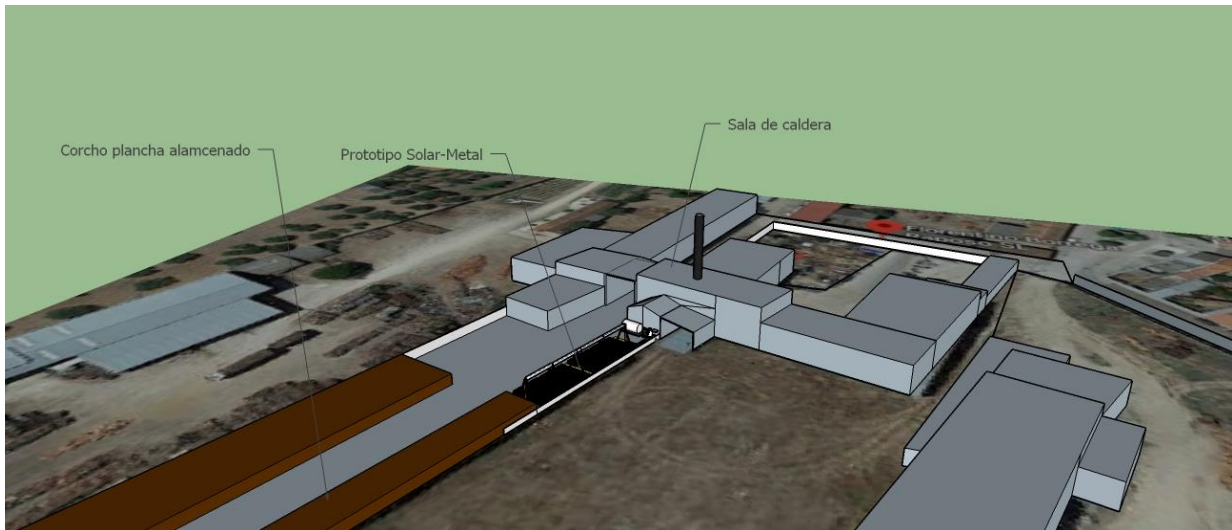


Figura 50. Vista en 3D de los volúmenes de la instalación.

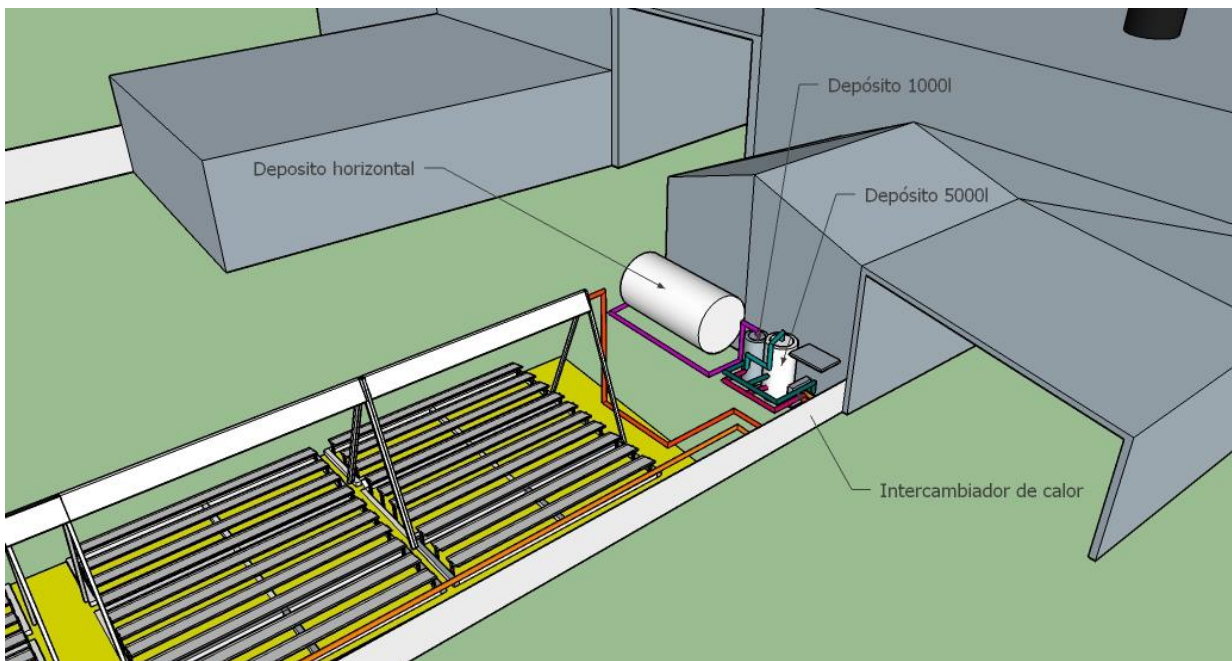


Figura 51. Vista en 3D de los volúmenes de la parte hidráulica.

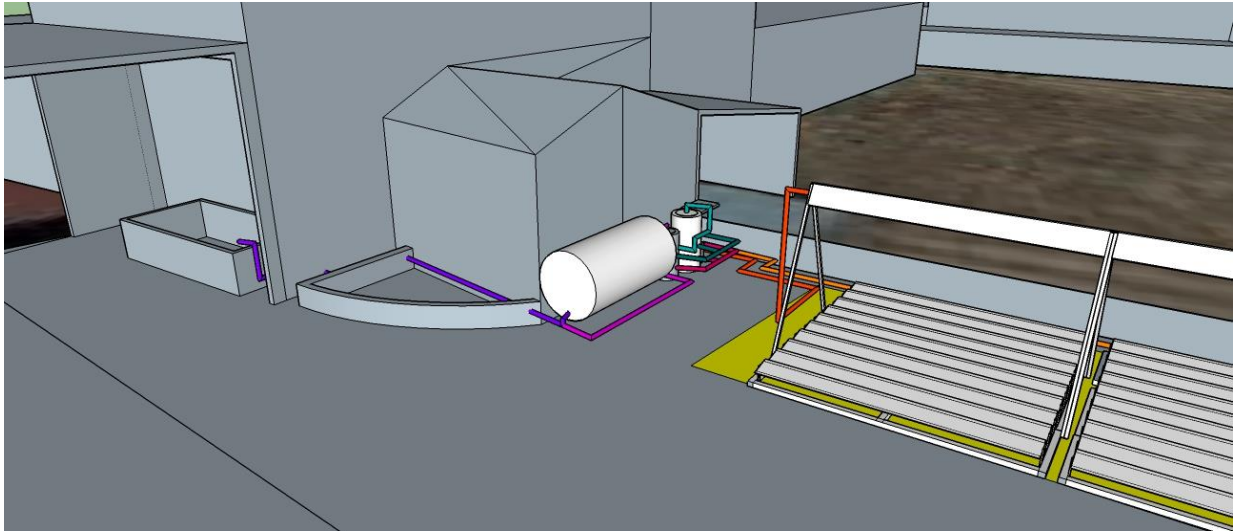


Figura 52. Vista en 3D de la conexión a la caldera de cocido.

4.6.2 Componentes e instalación

El prototipo ensayado estaba formado por un campo solar, un circuito primario, un secundario con intercambiador de calor, un conjunto de almacenamiento térmico y un circuito de conexión a la caldera de cocción.

El concentrador solar utilizado es del tipo Fresnel lineal (foco lineal), SOLATOM FL20 con 10 filas de espejos que siguen al sol con seguimiento independiente. El seguimiento independiente es fundamental para garantizar que los espejos se puedan colocar en posición de limpieza, no provocar reflejos indeseados y ser capaces de darse la vuelta completamente para evitar roturas por granizado. Los espejos reflejan la radiación solar hacia un receptor de vacío. En el receptor circula agua presurizada de manera que la salida en condiciones de diseño del captador es de 95°C. Para mejorar el rendimiento óptico del concentrador se utiliza un reflector secundario en lo alto del receptor de manera que la radiación que no impacta directamente en el receptor lo hace al reflejarse en el secundario. Cada módulo tiene una potencia de 14,5kW viniendo totalmente pre-ensamblados y calibrados de fábrica.

Como se ha indicado, los módulos tienen un control de movimiento de espejos que permite posicionar los espejos en posición de mantenimiento y limpieza (que maximiza el espacio entre espejos para facilitar el acceso a personas), posición de defensa (para protegerse de las rachas de viento) y posición de granizo (para protegerse de los impactos de granizo).

Algunos de los elementos que componen la instalación son los siguientes:

-Tubería de conexión con el primario del concentrador solar hasta el intercambiador: la salida del campo solar se conecta con el intercambiador mediante una tubería a la que se le incorpora un par de válvulas monitorizadas y una tubería de recirculación. Ambas tuberías están aisladas térmicamente para minimizar las pérdidas térmicas.

-Fluido del primario: el fluido del circuito primario o solar es agua presurizada con una mezcla de glicol para evitar congelamiento durante el invierno. La utilización de agua se seleccionó para evitar otro fluido como el aceite térmico (contaminante e inflamable).

-Bomba del primario: Esta bomba está preparada para trabajar con agua presurizada a alta temperatura.

-Centralita de regulación: el control de los espejos y de la instalación debe estar coordinado ya que, de esta manera, ante un funcionamiento no esperado los espejos pueden desfocalizarse. El control de la instalación térmica e hidráulica está integrado con la lógica de seguimiento de los espejos. Todo se programa en un microprocesador industrial de código libre y la adquisición de datos de las sondas está también integrada en este sistema.

-Intercambiador de calor: el intercambiador de calor del primario conecta el campo solar con el depósito de acumulación. Es un intercambiador externo de placas para maximizar la eficiencia de intercambio. La conexión al depósito desde el intercambiador se realiza mediante una tubería aislada y un equipo de bombeo de características similares a las del equipo del circuito solar.

-Depósitos de agua precalentada: los depósitos de acumulación de agua caliente tienen una temperatura máxima de operación de 95°C, están totalmente aislados para reducir las pérdidas de calor cuando no hay consumo. Los depósitos se diseñan para maximizar la estratificación y por tanto aportar la mayor temperatura a la caldera de cocción. Para ello, la salida del agua al proceso se situará en la parte superior y la entrada de agua de alimentación en la parte baja del depósito. La toma del depósito que lleva al intercambiador estará en la parte baja del depósito para garantizar que el agua es fría, mientras que el retorno del intercambiador (caliente) se llevará a la parte superior del depósito.

-Sistema de bombeo: el sistema de bombeo garantizará que el agua caliente del depósito llega a la caldera cuando haya demanda en la caldera de cocción de corcho. Como el control de la velocidad, a nivel de la bomba de circulación, es constante, debido a que no se realiza a través de variador de velocidad sino a través de arrancador electrónico, para el ajuste del caudal de impulsión de la bomba se ha dispuesto una válvula de regulación de caudal para cada bombeo.

-Sistema control-automatización del secundario: el suministro del agua caliente desde el intercambiador al depósito es totalmente automático y se acciona con una bomba controlada por la estrategia de control del campo solar. No será necesaria ninguna acción por parte de los operarios para controlar el secundario puesto que el accionamiento de la bomba está dirigido por la lógica de control. En cuanto al relleno de la caldera de cocido, éste se realiza de manera manual mediante el accionamiento de una válvula. Este llenado se sigue manteniendo manual con el fin de no modificar la operación normal de la corchera mientras se estén realizando los ensayos.

-Sistemas de seguridad del primario: el control del módulo solar de concentración monitoriza la temperatura de salida del captador, cuando esta supera la temperatura máxima de operación, los espejos se desenfocan automáticamente para prevenir vaporización. El sistema de control también monitoriza el caudalímetro del circuito primario, de manera que, si la bomba se bloquea o para, los espejos desenfocan para evitar una situación de sobrecalentamiento por estancamiento del agua. De la misma manera, cuando el anemómetro instalado en el colector mide una velocidad de viento superior a la máxima, los espejos se ponen en defensa para evitar roturas. Para evitar roturas por granizo, los espejos se dan la vuelta cuando la radiación solar (medida mediante piranómetro o la sonda solar del colector) permanece más de 10 minutos por debajo del umbral mínimo.

-Sistemas de seguridad del secundario: la bomba que alimenta a los depósitos desde el intercambiador de calor deja de operar cuando la temperatura de depósito sobrepasa los 95°C. En los depósitos se dispone de una válvula de rotura de vacío para evitar que se genere vacío en los depósitos si por cualquier razón se hubiera bloqueado la entrada de agua de red.

-Válvulas del primario y del secundario: las válvulas de ambos circuitos están diseñadas para mantener un correcto funcionamiento en todo el rango de caudales que pueda presentarse durante la operación del sistema.

-Tuberías: las tuberías se diseñaron de forma que la velocidad resultante en toda la instalación, tanto circuito primario como secundario, no sobrepasara velocidades que puedan provocar ruidos y vibraciones en las mismas. El trazado de las diferentes tuberías se realizó según la geometría y espacio disponible dispuesto en la fábrica para la instalación, adaptándose a las líneas estructurales de la misma. Las diferentes curvaturas de las líneas hidráulicas de circuito primario y secundario. En su tendido, se puso especial atención en conseguir una pequeña pendiente, en busca de puntos altos, donde se instalaron purgas a fin de facilitar la eliminación de aire. En el paso de tuberías por muros, tabiques o forjados, se dispusieron manguitos pasamuros, de diámetro superior al de la tubería, de tal manera que la tubería queda totalmente suelta en su paso, permitiendo su libre dilatación y prestando especial atención para evitar posibles contactos con morteros de yeso o cemento. La totalidad de la tubería se aisló térmicamente mediante aislamiento de 4 cm de espesor, formada por lana de roca, y posterior protección exterior mediante chapa de aluminio de 0,6 mm de espesor.

En la Figura 53, se observan diferentes fotografías del montaje de la instalación. Y en la Figura 54, se muestran imágenes de los distintos elementos que componen la instalación: a) captador solar SOLATOM; b) mecanismo de giro de espejos; c) vaso de expansión y válvulas de 2 y 3 vías; d) sondas y elementos auxiliares; e) aislamiento de tuberías; f) depósito de acumulación. En la Figura 55 se muestra el colector Fresnel desde otra perspectiva.



Figura 53. Montaje de colectores lineales Fresnel.



Figura 54. Elementos de la instalación diseñada.



Figura 55. Colector Fresnel instalado en la corchera.

En la Tabla 17 se detallan los componentes que forman parte del circuito primario, del secundario y del circuito de llenado.

Tabla 17. Listado de componentes.

COMPONENTES PRIMARIO			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MARCA	MODELO
T1.1	Sonda de temperatura Pt500	KAMSTRUP	R1/2 X 65mm / Ø5.8 mm
T1.2	Sonda de temperatura Pt500	KAMSTRUP	R1/2 X 65mm / Ø5.8 mm
VE-01	Vaso de expansión 140 l	SEDICAL	S 140
B1	Electrobomba	SEDICAL	SAP 30/20 T
E1	Contador de energía térmica	KAMSTRUP	MULTICAL 603
T11	Sonda de presión	SIEMENS	S55720-S306 + QBE2103
COMPONENTES SECUNDARIO			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MARCA	MODELO
T2	Sonda de temperatura	SIEMENS	QAE2174.010 + ALT-SB100
T3	Sonda de temperatura	SIEMENS	QAE2174.010 + ALT-SB100
T5	Sonda de temperatura	SIEMENS	QAE2174.010 + ALT-SB101
VE-02	Vaso de expansión 400 l	SEDICAL	DC 400
VA-01	Vaso amortiguador 40 l	SEDICAL	V 40
VE-03	Vaso de expansión 100 l	SEDICAL	DC 100
VA-02	Vaso amortiguador 12 l	SEDICAL	V 12
BU-01	Deposito acumulación 5.000 l	LAPESA	MVV5000 RB
BU-02	Deposito acumulación 1.000 l	LAPESA	CV-1000-RB
EV1	Servomotor Válvula 3 vías	JOVENTA	DA1.S
EV2	Servomotor Válvula 3 vías	JOVENTA	DA1.S
EV3	Servomotor Válvula 3 vías	JOVENTA	DA1.S
IN-01	Intercambiador de calor	SEDICAL	UFP-32/13H-IG-PN16
E2	Contador de energía térmica	KAMSTRUP	MULTICAL 603
B2	Electrobomba	SEDICAL	SAP 30/20 T
T12	Sonda de presión	SIEMENS	S55720-S306 + QBE2103
COMPONENTES LLENADO			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MARCA	MODELO
T4	Sonda de temperatura	SIEMENS	QAE2174.010 + ALT-SB100
B3	Electrobomba	IDEAL	VIPV/15T
T6	Sonda de temperatura Pt500	KAMSTRUP	R1/2 X 65mm / Ø5.8 mm

4.6.3 Sistema de control y gestión energética del prototipo

Para el adecuado funcionamiento del prototipo solar se diseñó un sistema de control que permitiera accionar los espejos del colector solar y ponerlos en posición de seguimiento solar cuando la radiación solar alcanzase el valor de consigna. Una vez que esto ocurra, se comienza a intercambiar calor con los depósitos de almacenamiento de agua a través del intercambiador, primando inicialmente que se caliente el depósito de menor volumen, y pasando a calentar el de mayor volumen una vez se haya calentado el primero hasta la temperatura de consigna. Esto permite tener el volumen de agua precalentada disponible

para los recibos de la caldera. Las bombas de primario y secundario pararán una vez alcanzadas las temperaturas de consigna del sistema de control. El vaciado de los depósitos hacia la caldera de cocción de corcho será un proceso manual, para poder recebar o rellenar la caldera cuando el proceso lo demande. El llenado del sistema será automático, en función del vaciado del mismo.

Atendiendo a las premisas anteriores, se definieron dos modos de funcionamiento: manual y automático. En funcionamiento manual, la actuación de los componentes se controló a través de comandos introducidos por el usuario desde la pantalla táctil del cuadro de control ubicado en la fábrica. Este modo de funcionamiento sólo se utilizó para operaciones de mantenimiento muy puntuales, el modo general de usado fue el modo automático.

En el modo automático el control es el encargado del accionamiento de los componentes. El objetivo fundamental del campo solar es calentar los depósitos de almacenamiento. Independientemente de la demanda, el campo solar calienta los depósitos y sólo deja de hacerlo cuando ambos depósitos han alcanzado la temperatura de consigna.

Para ello el prototipo actúa principalmente sobre las bombas y las válvulas de tres vías como sigue:

La bomba solar (B1) actúa cuando la radiación solar es superior al umbral mínimo y se detiene cuando se cumple alguna de las siguientes condiciones: existe una avería en la bomba, la radiación es inferior al umbral mínimo definido, la presión del circuito es inferior a un umbral definido o los colectores solares están en modo mantenimiento.

La bomba del secundario (B2) es la encargada de la circulación del agua del circuito secundario, posibilitando así que el agua aumente su temperatura al pasar por el intercambiador de calor, y almacenándola en los depósitos de acumulación. Así, la bomba (B2) se activa cuando:

- La temperatura del campo solar (T1.2) es mayor que la del depósito de 5.000 l (T2) y ésta es inferior a la temperatura de consigna (ej. 85 °C), en este caso la válvula de 3 vías (EV1) da paso al depósito de 5.000 l y la válvula de salida del depósito (EV2) está abierta.
- La temperatura del campo solar (T1.2) es mayor que la del depósito de 1000 l (T3) y esta es inferior a la temperatura de consigna (ej. 85 °C), la válvula de 3 vías (EV1) da paso al depósito de 1000 l y la válvula de salida del depósito (EV3) está abierta.

Por su parte, la bomba (B2) se desactiva cuando se cumple alguna de las siguientes condiciones:

- No hay presión en el circuito secundario.
- La temperatura de salida del campo solar es menor que la del depósito de 5.000 l más un delta.
- La temperatura de salida del campo solar es menor que la del depósito de 1.000 l más un delta.
- Ambos depósitos han llegado a su temperatura máxima.
- Hay una avería en la bomba.
- La bomba de carga de presión está conectada.
- Se activa el modo manual (ya sea para vaciado o mantenimiento).

La bomba de carga de presión (B3) es la encargada de presurizar el circuito secundario cuando se realiza una descarga y por tanto cae la presión. Esta bomba se activa cuando la presión del secundario cae por debajo de un umbral mínimo (2 bar) y se desconecta si el nivel del depósito de agua es bajo o la bomba del secundario (B2) está activada o se activa alguna modalidad manual.

La válvula de 3 vías (EV1) es la encargada de dirigir el flujo de agua en el secundario hacia un depósito u otro. La válvula se sitúa en dirección “a depósito de 1.000 l” si este tiene menos temperatura que la

establecida como consiga. Y se sitúa en posición “a depósito de 5.000 l” cuando la temperatura del depósito de 1.000 l es superior o igual a la de consiga, y cuando el de 5.000 l es inferior a su temperatura de consiga. Esto hace que la preferencia siempre sea el depósito de 1.000 l. El cambio de un depósito a otro obliga al cierre y apertura de las válvulas EV2 y EV3 (de salida del depósito de 5.000 l y 1000 l respectivamente).

El campo solar tiene tres comandos principales: espejos en apunte, espejos en desenfoco y espejos en defensa (boca abajo). Los espejos se ponen en posición de apunte cuando la bomba (B1) se conecta y se verifica que está circulando caudal por el circuito. Los espejos se colocan en desenfoco cuando en el campo solar se supera la temperatura máxima a la salida del campo, fijada inicialmente en 105°C. Los espejos se colocan en defensa cuando la radiación es inferior al umbral mínimo o cuando la velocidad del viento supera el umbral máximo, establecida inicialmente en 50 km/h. El campo solar también tiene una alarma de desenfoco si la bomba del primario (B1) se avería.

El manejo físico del prototipo solar se realiza a través del cuadro de control situado en la zona del circuito secundario. En la parte exterior del cuadro existen dos pilotos (verde y rojo), una seta de emergencia, un botón de reseteo y un panel táctil (Figura 56).



Figura 56. Cuadro de control del prototipo solar Fresnel.

El panel táctil situado en el exterior del cuadro es el HMI (Human-Machine Interface) del prototipo. En la pantalla principal se tiene acceso al circuito primario o campo solar, al circuito secundario y a los componentes principales de la instalación. El HMI tiene una opción de visualización online lo que permite su control remoto desde cualquier lugar con conexión a internet.

Una vez se accede a la opción de visualización del HMI, bien en modo remoto, bien desde el cuadro de control de la planta, se presenta la pantalla principal del sistema de control, como se recoge en la Figura 57. Cada uno de los marcadores azules permite el acceso a nuevas pantallas.



Figura 57. Pantalla principal del sistema de control del prototipo.

En la Figura 58 se muestra la pantalla “Control primario y colectores”. En la parte superior se indican las medidas en tiempo real de las sondas de temperatura de entrada y salida del campo solar. A la derecha de la pantalla se muestran los valores del medidor de energía y la sonda de presión del primario. En la parte baja se indican los ángulos de las filas de los espejos de los módulos.

En la Figura 59, se observa la Pantalla “Control secundario”, en esta pantalla se muestran las medidas en tiempo real de los sensores en el secundario. Las bombas se comportan de manera similar a la bomba solar (B1). La válvula de 3 vías (EV1) tiene un indicador de dirección mediante una flecha. Las válvulas de salida (EV2) y (EV3) son válvulas todo o nada. Cuando están abiertas se muestra una flecha, mientras que cuando están cerradas se indica una barra roja (en el caso mostrado EV2 se encuentra abierta y EV3 cerrada).

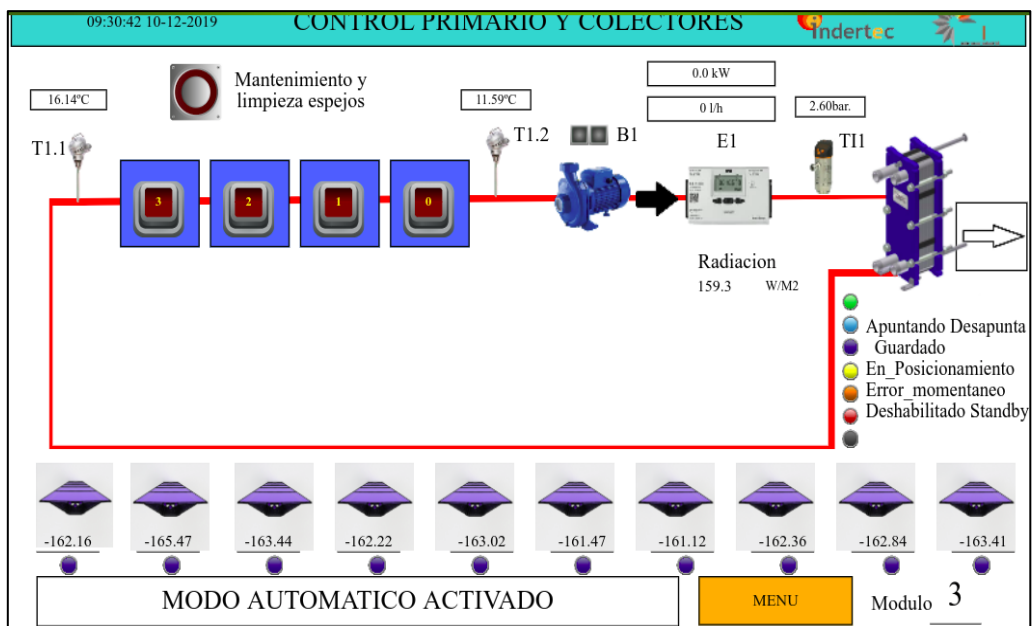


Figura 58. Pantalla de “Control primario y colectores”.

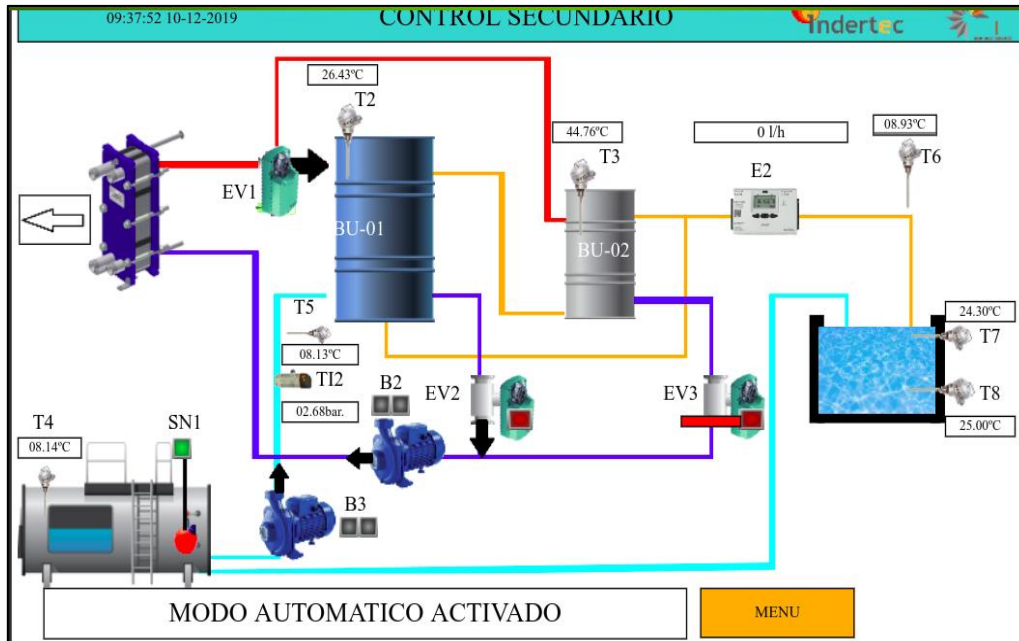


Figura 59. Pantalla de “Control secundario”.

En otras pantallas se controlan los valores de las sondas de la estación meteorológica, y en otras el estado de las electroválvulas y permite definir la consigna de dirección de la electroválvula EV1 que es la que prioriza la carga de los depósitos según la estrategia que se marque.

4.7 Ensayos de prototipo

Para poder evaluar el funcionamiento del prototipo fue necesario realizar una serie de ensayos a través de los cuales se pudiera valorar si el proceso es técnica y económicamente viable. Para ello se estableció un periodo de ensayos, así como los modos de operación de la planta para poder realizarlos y la metodología de registro de datos de los mismos. A través del análisis de resultados de los ensayos, se determinaron las temperaturas máximas, mínimas y medias alcanzadas en los depósitos de acumulación, así como el tiempo que tardaron en obtenerse estas. También se analizó el comportamiento el sistema de cocido cuando se descarga en la caldera el agua precalentada proveniente de los depósitos solares.

4.7.1 Planificación de periodos de ensayos y variables de estudio

En la planificación de los ensayos se tuvieron en cuenta las diferentes variables meteorológicas a lo largo de un año y el periodo de trabajo de la fábrica, considerando que las industrias corcheras en general, y esta empresa en particular, suelen parar la actividad en los meses de julio y agosto. Por lo tanto, y valorando el caso más desfavorable desde el punto de vista solar, se estableció que el periodo de ensayos coincidiera con una campaña completa de trabajo de la industria, es decir, un año completo exceptuando los meses de julio y agosto.

Para realizar la planificación en primer lugar se analizaron tanto las variables meteorológicas como las variables de radiación solar a través del programa Meteonorm 7.3.[147]. Posteriormente, se determinaron las variables a considerar y en función de sus valores se agruparon en intervalos de niveles similares, con el fin de establecer diferentes periodos de planificación de ensayos en función de dichos intervalos.

Así, se realizó el estudio del año meteorológico para la ubicación seleccionada para el proyecto, San Vicente de Alcántara, obteniendo los datos necesarios a través del programa Meteonorm 7.3., creando

para ello un “sitio definido por usuario”, ya que los valores que ofrece el programa para esta población los interpola de las estaciones más cercanas existentes.

Además, se analizaron los datos correspondientes a las siguientes variables meteorológicas: la distribución mensual de la temperatura ambiente, la envolvente de temperatura ambiente durante el transcurso del año, la precipitación media durante los meses del año, la humedad relativa y la velocidad del viento.

Asimismo, como variable meteorológica característica y destacada, se analizan los datos correspondientes a radiación solar, entre ellos, la relación mensual entre la radiación global y difusa, la radiación global diaria, y la duración de la radiación solar. Autores como Lozano-Medina, A. et al [141] analizaron los mismos parámetros para el análisis de las condiciones climáticas de la ubicación de su proyecto de instalación de colectores solares cilindroparabólicos de pequeña dimensión para un complejo hotelero. Por su parte Lillo-Bravo, I. et al [133] también emplearon el software Meteonorm para obtener el año solar representativo en frecuencia horaria para todos los sitios seleccionados, en su estudio de los beneficios de las tecnologías de concentración solar de media temperatura como fuente de energía térmica de procesos industriales en España.

4.7.1.1 Variables meteorológicas

En la Figura 60 y Figura 61, respectivamente, se presentan los valores correspondientes a la distribución mensual de la temperatura ambiente y la envolvente de temperaturas ambientes durante el transcurso del año obtenidos, tal y como se ha indicado, de la herramienta Meteonorm.

Se comprobó que la máxima temperatura, que estadísticamente debería ser probable encontrar es como máximo 40°C y ocurre durante el mes de julio, aunque justo en julio y agosto, el sistema no estará funcionando. Se observó que en mayo, junio, septiembre y octubre también habrá temperaturas elevadas, con máximas que se sitúan entre los 30°C y 35 °C.

Se apreció que es probable encontrar temperaturas bajo cero durante el mes de enero, por lo que la instalación debía estar preparada con sistemas anti-congelamiento.

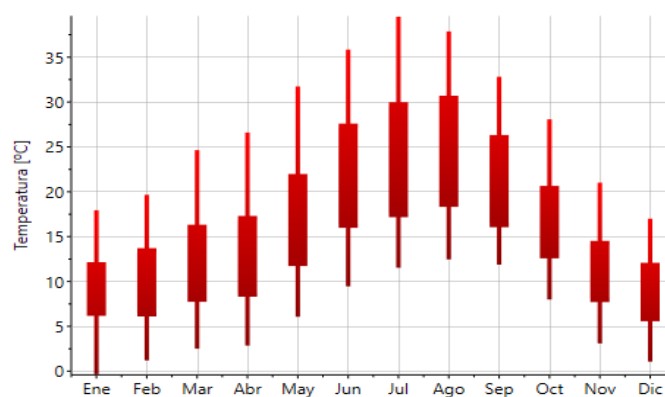


Figura 60. Distribución mensual de la temperatura ambiente.

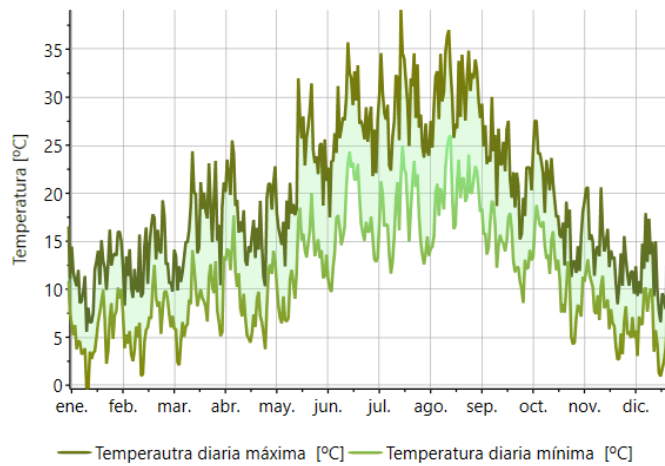


Figura 61. Envolvente de temperaturas ambientes durante el transcurso del año.

En cuanto a la probabilidad de precipitación y, por tanto, de nubosidad, en la Figura 62 se muestran los días medios de precipitación proporcionados por Meteonorm. Se comprobó que durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo, se tiene una media de entre aproximadamente 7,5 y 9 días de lluvia por mes, por lo que previsiblemente en esos meses los días de ensayos pueden verse reducidos.

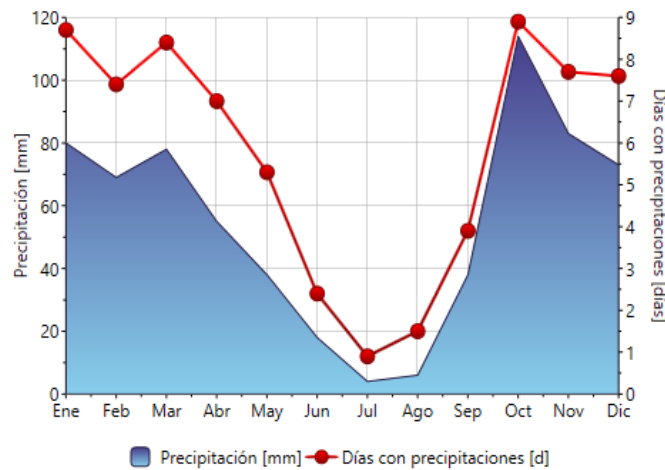


Figura 62. Precipitación media durante los meses del año.

4.7.1.2 Radiación solar

Los valores de radiación global horizontal y difusa mensuales dados por Meteonorm se presentan en la Figura 63. Como puede apreciarse, los meses de menor radiación global son los meses de noviembre, diciembre y enero, con valores de hasta 80 kWh/m², le siguen los meses de febrero, marzo y octubre, con valores hasta 140 kWh/m², y finalmente, los meses con mayores niveles de radiación son abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre con valores que pueden llegar a superar los 240 kWh/m², siendo la media descontando julio y agosto, cercana a los 200 kWh/m².

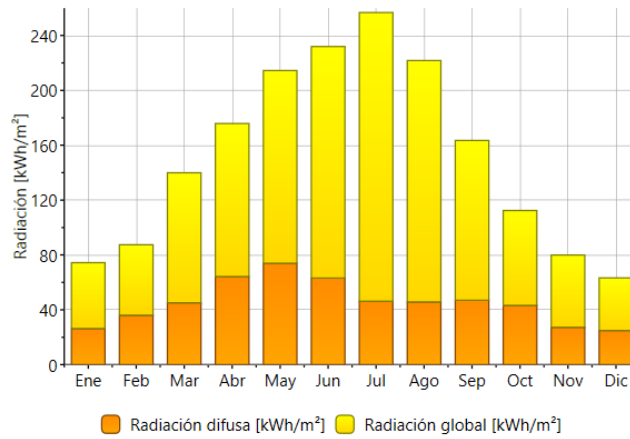


Figura 63. Relación mensual entre la radiación global y difusa.

Los valores de la radiación global diaria se muestran en la Figura 64. A partir de ellos, es posible obtener los valores picos de radiación global mensual, pudiendo observar que los meses que ofrecen los mayores valores de esta variable son los meses de mayo, junio y julio.

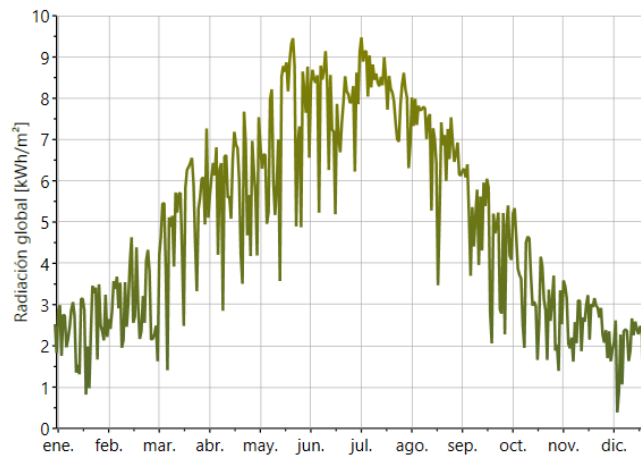


Figura 64. Radiación global diaria.

En la Figura 65 se muestra la duración de la radiación solar frente a la duración astronómica de la radiación solar.

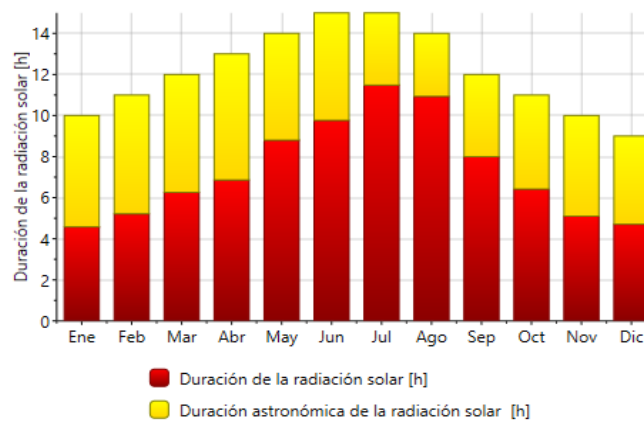


Figura 65. Duración de la radiación solar (en horas diarias).

En la Tabla 18 se recogen los datos de los resultados del programa relativos a la radiación. Así, se tienen los datos de las tres componentes de la radiación solar para el lugar de estudio, siendo G_h la radiación global mensual (kWh/m^2), D_h la radiación difusa mensual (kWh/m^2) y B_n la radiación directa normal mensual (kWh/m^2), además de los valores de la duración de la radiación solar (h) y el valor pico de la radiación global diaria (kWh/m^2). Se han elegido estas variables, de entre todas las analizadas, por considerarlas importantes a la hora de establecer los periodos de ensayos, puesto que se debe tener en cuenta la duración de la radiación solar (que incidirá directamente en la producción de la planta), la radiación global (que es la que se podrá medir en planta), la radiación directa (que es la que se aprovechará) y la energía en función de los días que se produce.

Tabla 18. Datos de resultados de Meteonorm para la ubicación del prototipo Fresnel.

Meses	Duración de la radiación solar [h]	G_h (kWh/m^2)	D_h (kWh/m^2)	B_n (kWh/m^2)	Valor pico de radiación global diaria (kWh/m^2)
Enero	4,5	74	26	132	3,5
Febrero	5,2	87	36	115	4,9
Marzo	6,2	140	45	173	6,2
Abril	7	176	64	181	8
Mayo	9	214	74	213	9,2
Junio	10	232	63	246	9,2
Julio	11,5	257	46	311	9,4
Agosto	10,9	222	46	277	8,0
Septiembre	8,2	164	47	197	6,9
Octubre	6,8	112	43	140	5,4
Noviembre	5,1	80	27	135	3,5
Diciembre	5	63	25	114	2,5

Para planificar los ensayos se debían establecer los rangos de valores que caracterizaran los diferentes meses tipo que pueden presentarse en la ubicación seleccionada para la planta. A la vista de los valores de la Tabla 18, y sin tener en cuenta los meses de julio y agosto, los meses se organizaron en 3 grupos.

Una vez establecidos los grupos, se especificó una denominación para cada uno de ellos: “Periodo de radiación bajo”, “Periodo de radiación medio” y “Periodo de radiación alto”.

En la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21, se presentan los datos correspondientes a los tres grupos de meses indicados y los rangos de cada una de las variables antes indicadas que sirvieron para su clasificación.

Tabla 19. Periodo de radiación bajo.

Meses	Duración de la radiación solar [h]	G_h (kWh/m^2)	D_h (kWh/m^2)	B_n (kWh/m^2)	Valor pico de radiación global diaria (kWh/m^2)
Noviembre	5,1	80	27	135	3,5
Diciembre	5	63	25	114	2,5
Enero	4,5	74	26	132	3,5
Febrero	5,2	87	36	115	4,9
<i>P. radiación bajo</i>	<i>(4,5 – 5,2)</i>	<i>(63 – 87)</i>	<i>(25 – 36)</i>	<i>(114 – 135)</i>	<i>(2,5 – 4,9)</i>

Como puede observarse, en el periodo de radiación bajo los valores de duración de la radiación oscilan entre 4,5 y 5,2 horas diarias, la radiación global mensual se encuentra entre valores de 63 y 87 kWh/m^2 ,

situándose la radiación difusa mensual entre 25 y 36 kWh/m², alcanzando la radiación directa normal mensual cifras entre 114 y 135 kWh/m² y oscilando los valores pico de la radiación global diaria entre 2,5 y 4,9 kWh/m².

Tabla 20. Periodo de radiación medio.

Meses	Duración de la radiación solar [h]	G _h (kWh/m ²)	D _h (kWh/m ²)	B _n (kWh/m ²)	Valor pico de radiación global diaria(kWh/m ²)
Marzo	6,2	140	45	173	6,2
Abril	7	176	64	181	8
Octubre	6,8	112	43	140	5,4
P. radiación medio	(6,2 - 7)	(112 - 176)	(43 - 64)	(140 - 181)	(5,4 - 8)

Como se aprecia, en el periodo de radiación medio los valores de duración de la radiación oscilan entre 6,2 y 7 horas diarias, la radiación global mensual se encuentra entre valores de 112 y 176 kWh/m², situándose la radiación difusa mensual entre 43 y 64 kWh/m², alcanzando la radiación directa normal mensual cifras entre 140 y 181 kWh/m² y oscilando los valores pico de la radiación global diaria entre 5,4 y 8 kWh/m².

Tabla 21. Periodo de radiación alto.

Meses	Duración de la radiación solar [h]	G _h (kWh/m ²)	D _h (kWh/m ²)	B _n (kWh/m ²)	Valor pico de radiación global diaria(kWh/m ²)
Mayo	9	214	74	213	9,2
Junio	10	232	63	246	9,2
Septiembre	8,2	164	47	197	6,9
P. radiación alto	(8,2 - 10)	(164 - 232)	(47 - 74)	(197 - 246)	(6,9 - 9,2)

Como puede verse, en el periodo de radiación alto los valores de duración de la radiación oscilan entre 8,2 y 10 horas diarias, la radiación global mensual se encuentra entre valores de 164 y 232 kWh/m², situándose la radiación difusa mensual entre 47 y 74 kWh/m², alcanzando la radiación directa normal mensual cifras entre 197 y 246 kWh/m² y oscilando los valores pico de la radiación global diaria entre 6,9 y 9,2 kWh/m².

De esta forma, todos los ensayos que se planificaron y se realizaron siguiendo esta clasificación, esto es, ensayos en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero que corresponden al denominado “Periodo de radiación bajo”, ensayos en los meses de marzo, abril y octubre que corresponden al denominado “Periodo de radiación medio” y ensayos en los meses de mayo, junio y septiembre que corresponden al “Periodo de radiación alto”.

4.7.2 Tipología de ensayos

Se planificó la realización de diferentes tipos de ensayo para obtener información sobre temperaturas de almacenamiento en los depósitos, velocidades de calentamiento y comportamiento del proceso cuando dicha agua almacenada se utiliza en la industria y es calentada a través del colector lineal Fresnel.

Para ello se definen los siguientes ensayos a realizar:

-Ensayos de tipo 1: diseñados para realizar la evaluación del calentamiento de los depósitos. Los ensayos de tipo 1 se dividen en 3 subtipos: 1.1, 1.2 y 1.3. El objetivo de cada uno de los subtipos fue el siguiente:

Tipo de ensayo 1.1: Medir la temperatura y velocidad de calentamiento del depósito de 1.000 l. Valorar la caída de temperatura del depósito (pérdidas térmicas).

Tipo de ensayo 1.2: Medir la temperatura y velocidad de calentamiento del depósito de 5.000 l. Valorar la caída de temperatura del depósito (pérdidas térmicas).

Tipo de ensayo 1.3: Medir la temperatura y velocidad de calentamiento del depósito de ambos depósitos.

-Ensayos de tipo 2: diseñados para medir el comportamiento de la caldera de cocción de corcho cuando el sistema sólo se utiliza para el agua de reposición de la misma.

-Ensayos de tipo 3: diseñados con el objetivo de medir el comportamiento de la caldera de cocción de corcho cuando el sistema sólo se utiliza para el agua de recebo.

Se prevé la realización de todos los tipos de ensayos en todos los periodos de radiación descritos anteriormente en el apartado 4.7.1

4.7.3 Modos de operación para ensayos

Para poder realizar los ensayos previstos, el prototipo tendrá que funcionar según las consignas y parámetros que se vayan indicando a través del “Sistema de Control y Gestión Energética”. Se definieron por tanto diferentes modos de operación del sistema para poder realizar cada uno de los ensayos.

En la Figura 66 se muestra el esquema general del prototipo, de modo simplificado, basado en el esquema de integración SL_L_S_PH, según la metodología del programa SHC de la IEA-International Energy Agency [148] y definida en el apartado 4.5.2. Se pueden observar las bombas, electroválvulas y válvulas manuales que componen el sistema y que se definieron en el apartado 4.6.2.

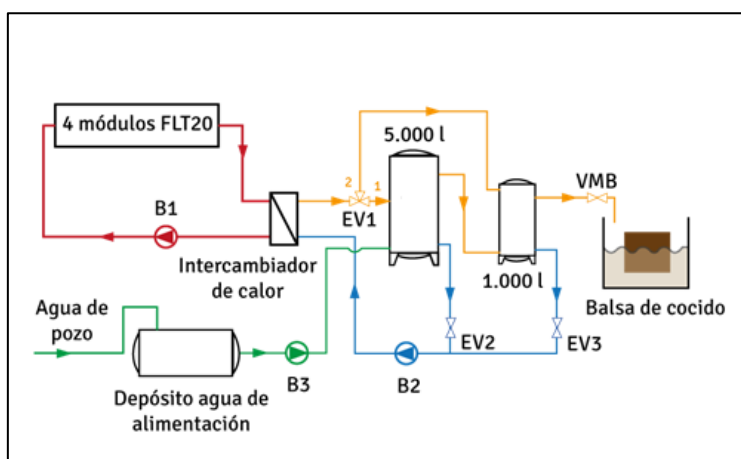


Figura 66. Esquema simplificado de integración el prototipo en la industria.[149]

En base a este esquema, se definen a continuación los modos de operación que se establecieron, explicando las posiciones de los distintos elementos para poder realizar cada tipo de ensayo previsto.

En el ensayo tipo 1.1 el flujo se corresponde con la Figura 67. Cuando la temperatura en el primario supera la temperatura del secundario, la bomba B2 arranca y la energía del primario empieza a calentar el depósito de 1.000 l, poniéndose en posición 2 la electroválvula de tres vías EV1, cerrándose la electroválvula EV2 y abriéndose la EV3. En el sistema de control se especificó el valor de temperatura de consigna en los depósitos, estableciéndose este valor en 85°C para ambos, en ese caso, la electroválvula siempre prioriza el calentamiento primero del depósito de 1.000 l.

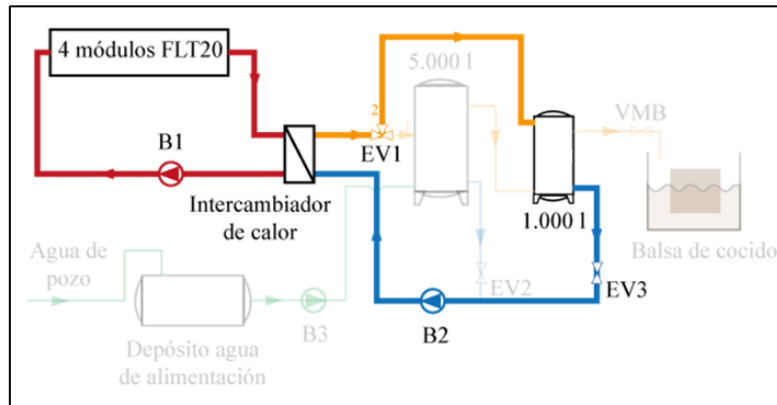


Figura 67. Calentamiento depósito 1000 litros. Ensayo Tipo 1.1. [149]

En el ensayo tipo 1.2 el flujo se corresponde con la Figura 68. En este caso, cuando la temperatura en el primario supera la temperatura del secundario, la bomba B2 arranca, y la energía del primario empieza a calentar el depósito de 5.000 l, poniéndose en posición 1 la electroválvula EV1, cerrándose la electroválvula EV3, y abriéndose la EV2. Para que esto suceda, en el Sistema de Control, hubo que cambiar previamente el parámetro de temperatura de consigna del depósito de 1.000 l a una temperatura más baja que la que normalmente pueda tener sin calentar, por ejemplo, 10°C. Esto es debido a que para los valores previamente establecidos de temperatura de consigna en los depósitos (85°C), la electroválvula prioriza el calentamiento del depósito de 1.000 l, pero al bajar la temperatura de consigna de éste a un valor tan bajo, el sistema detecta que el depósito de 1.000 l ya ha llegado a su temperatura de consigna y la electroválvula se coloca en posición de carga del depósito de 5.000 l para así calentar este último.

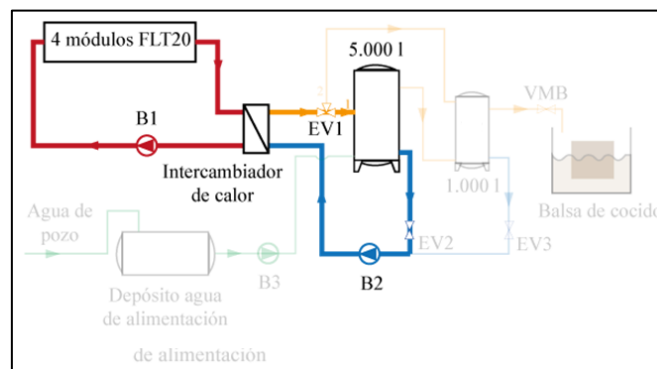


Figura 68. Calentamiento depósito 5000 litros. Ensayo Tipo 1.2. [149]

En el ensayo 1.3 el sistema se pone en funcionamiento según la Figura 69. En él, se calienta inicialmente el depósito de 1.000 l, controlándose a continuación cuanto tiempo se tarda hasta que salta automáticamente por temperatura para calentar el otro depósito, y además cuanto tiempo se mantiene en este modo hasta que se alcanza la temperatura de control en el depósito de 5.000 l. Por tanto, el modo de

operación para el ensayo 1.3 es la combinación automática de los dos anteriores. Se establece previamente en el sistema de control nuevamente la temperatura de consigna igual para ambos depósitos en 85°C.

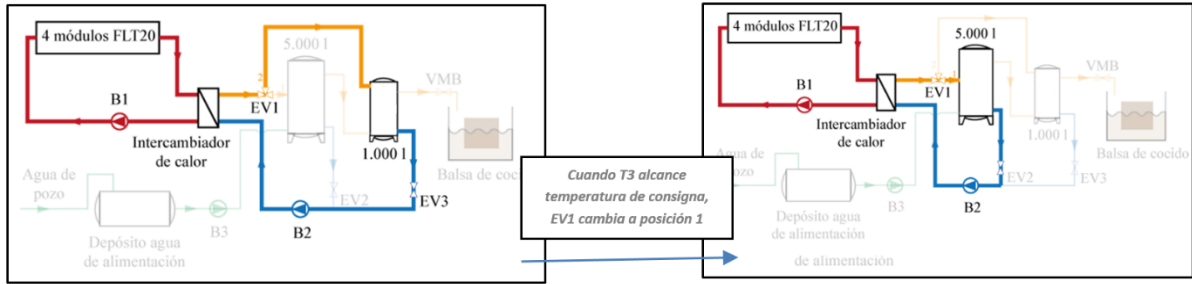


Figura 69. Calentamiento de ambos depósitos. Ensayo Tipo 1.3. [149]

En los ensayos tipo 2 y 3, el flujo se corresponde con la Figura 70 y Figura 71. Estos ensayos miden el comportamiento de la caldera de cocción de corcho cuando el agua precalentada en los depósitos se usa para reposición tras cada calderada o bien para renovar el agua los días de llenado de la caldera. Para ello cuando se desea rellenar la caldera de cocido con el agua precalentada, se ha de abrir la válvula manual VMB y el agua comienza a circular comenzando el llenado de la balsa de cocido, en este momento la presión del circuito secundario cae progresivamente y cuando alcanza los 3 bares la bomba B3 se activa introduciendo agua del depósito del depósito existente en fabrica alimentado por el agua del pozo para presurizar de nuevo el circuito. Puede suceder que la descarga a la caldera de cocción se realice mientras las bombas B2 y B1 están en funcionamiento o no, según la temperatura de primario y secundario, y según el parámetro de radiación solar, de modo que mientras se descargan los depósitos continúe el circuito primario intercambiando calor con el secundario, o por el contrario no suceda.

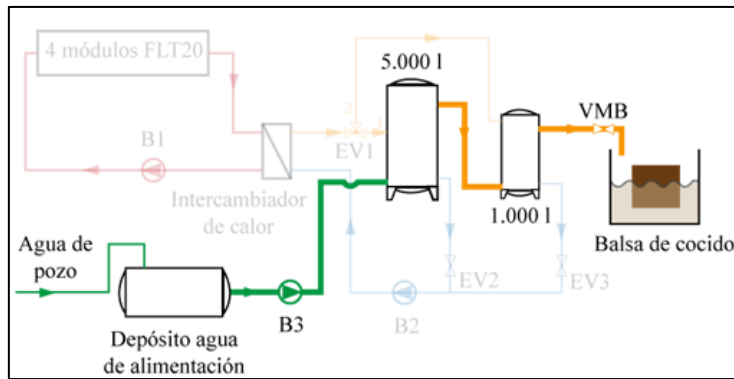


Figura 70. Descarga a caldera de cocción sin intercambio con primario. Ensayos Tipo 2 y 3.[149]

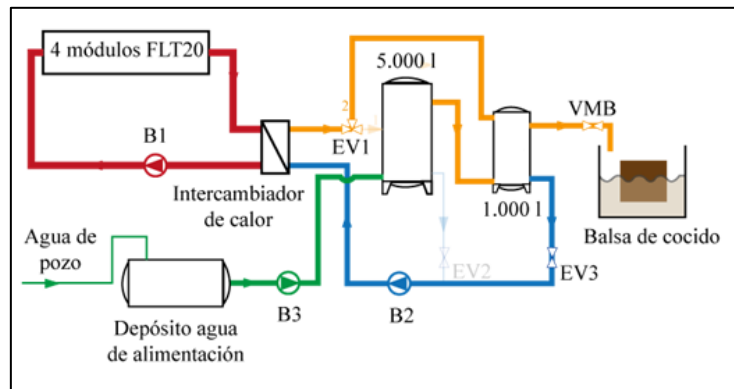


Figura 71. Descarga a caldera de cocción con intercambio con primario. Ensayos Tipo 2 y 3.[149]

4.7.4 Registro de datos

El “Sistema de control y gestión energética” registra y procesa los datos en tiempo real de todos los sensores, facilitando además diariamente un archivo de datos con los parámetros mostrados en la Tabla 22.

Estos datos diarios se compilaron en un único archivo y se creó un estadillo de control global, donde además de anotar los valores diarios que se reflejan en la Tabla 23, se añadía la información sobre a qué periodo de radiación, de los especificados en el apartado 4.7.1, correspondía cada día. De este modo, a través de este estadillo se pudo tener un conocimiento más específico de qué es lo que sucedía cada día de ensayo.

Para la gestión de los datos se desarrolló una aplicación informática que opera como *middleware*¹ entre el prototipo solar y el software de tratamiento de datos. Esta aplicación captura los datos enviados por el “Sistema de control y gestión energética”, comprueba su consistencia, adecúa los formatos y los vuelca en una hoja de cálculo en formato Microsoft Excel®. Por otro lado, dispone de una funcionalidad de exploración gráfica de los datos; así pues, se puede seleccionar un día cualquiera y se muestra una gráfica con la evolución de los distintos parámetros a lo largo del día, pudiendo mostrar u ocultar cualquiera de ellos a demanda. En la Figura 72 se puede ver una imagen global de lo que muestra esta aplicación.

Tabla 22. Variables registradas por el sistema.

Variable	Descripción	Unidades
T1.1	Tª entrada lazo solar	°C
T1.2	Tª salida lazo solar	°C
T2	Tª depósito 5.000 l	°C
T3	Tª depósito 1.000 l	°C
T4	Tª depósito existente en fábrica	°C
T5	Tª agua fría entrada en secundario	°C
T6	Tª agua caliente vertida a balsa cocción	°C
T7	Tª sonda superior balsa de cocción	°C
T8	Tª sonda inferior balsa de cocción	°C
P_T11	Presión circuito primario	bar
P_T12	Presión circuito secundario	bar
HUMEDAD AMBIENTE	Humedad ambiente	%
T_AMB	Tª ambiente	°C
PIRANÓMETRO	Radiación solar global	W/m ²
CAUDAL_E1	Caudal flujo primario	l/h
CAUDAL_E2	Caudal flujo vertido a balsa de cocción	l/h
ENERGÍA_E1	Energía acumulada primario	MWh
ENERGÍA_E2	Energía acumulada vertida a balsa de cocción	MWh
EV1_POS1	Posición electroválvula hacia depósito 5.000 l	0/1
EV1_POS2	Posición electroválvula hacia depósito 1.000 l	0/1
B2_RUN	Funcionamiento de bomba de secundario	0/1
B3_RUN	Funcionamiento de bomba de llenado	0/1

¹ software que se sitúa entre un sistema operativo y las aplicaciones que se ejecutan en él, funcionando como una capa de traducción.

Tabla 23. Valores anotados diariamente en estadillo.

Variable	Descripción	Unidades
T amb. MÁX	T ^a ambiente máxima	°C
T amb. MIN	T ^a ambiente mínima	°C
T1.2. MAX	T ^a máxima alcanzada en la salida del lazo solar	°C
T2 MIN	T ^a mínima en depósito de 5.000l	°C
T2 MAX	T ^a máxima en depósito de 5.000l	°C
T3 MIN	T ^a mínima en depósito de 1.000l	°C
T3 MAX	T ^a máxima en depósito de 1.000l	°C
T7 MAX	T ^a máxima sonda superior balsa de cocción	°C
T8 MAX	T ^a máxima sonda inferior balsa de cocción	°C
RADIACION MEDIA	Promedio de la Radiación Solar Global	W/m ²
E1 inicial	Energía acumulada en primario al inicio del día	MWh
E1 final	Energía acumulada en primario al final del día	MWh
E2 inicial	Energía acumulada vertida al inicio del día	MWh
E2 final	Energía acumulada vertida al final del día	MWh
CONSUMO AGUA SOLAR	Sumatorio de los valores de CAUDAL_E2/60	1

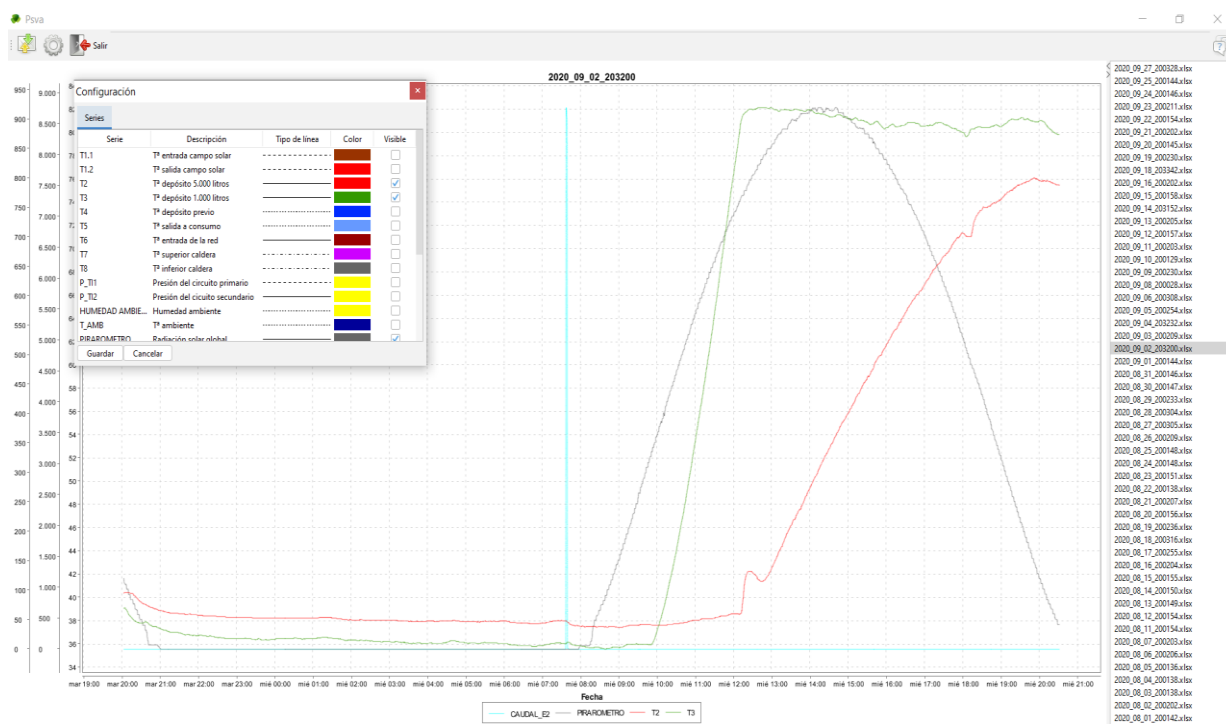


Figura 72. Programa informático implementado para el análisis de variables del prototipo.

4.7.5 Calendario de ensayos

El periodo de ensayos comprendió desde el 1 de noviembre de 2019 hasta el 31 de octubre de 2020. En dicho periodo se planificaron ensayos de todas las tipologías en todos los periodos de radiación definidos en el punto 4.7.2 y en número suficiente para poder descartar algunos por previsible imprevistos.

Dentro de los condicionantes, y el más importante, es que el prototipo está unido a una fábrica de corcho en funcionamiento, con lo que los ensayos se tuvieron que adaptar al ritmo de trabajo de la industria y a sus paradas, teniendo que detener los ensayos cuando se daban estas circunstancias, si no se podían vaciar los depósitos a la caldera para poder continuar ensayando. Otro condicionante previsto fueron las posibles paradas del prototipo solar para realizar ajustes en el mismo, o por tareas de limpieza y

mantenimiento o por averías detectadas. A todo lo anterior, hubo que añadir el condicionante de los días con baja o nula radiación solar, en los que no se consiguió elevar la temperatura en los depósitos y por tanto no fueron viables para realizar ensayos.

Aun así, en todo caso, se realizaron el número de ensayos viables suficientes para poder valorar todos los escenarios posibles, de modo que se pudieron validar los resultados de cada tipo de ensayo para cada una de las diferentes tipologías de radiación.

Con respecto a los días que hubo tan baja radiación solar que se tuvieron que desestimar del calendario de ensayos, se estableció una metodología para poder determinar qué días fueron y que porcentaje de días suponían en cada periodo de radiación.

Para ello, partiendo del estadillo de datos mencionado en el apartado 4.7.4, y de los valores de la variable “RADIACION MEDIA”, para cada periodo de radiación, se establecieron cinco intervalos de valores de dicha variable, los cuales fueron:

<200 W/m²;

200 W/m²-300 W/m²;

300 W/m²-400 W/m²;

400 W/m²-500 W/m²;

>500 W/m²;

Para cada uno de estos intervalos y para cada periodo de radiación, se obtuvo del estadillo los valores de T1.2._{máx} °C (T^a máxima alcanzada en la salida del lazo solar), T1.2._{mín} °C (T^a mínima alcanzada en la salida del lazo solar) y T1.2._{media} °C (el valor medio de todos los valores de T1.2). Sólo se consideró nivel de radiación media suficiente aquel intervalo de valores en los que la media de la temperatura a la salida de lazo solar (T1.2._{media}) fuera al menos más de la mitad de la temperatura de consigna de los depósitos (85°C), es decir, superior a 42,5°C, considerándose que, con temperaturas medias a la salida de lazo solar inferiores a ese valor, no se lograría aumentar lo suficiente la temperatura en los depósitos de acumulación.

Por otro lado, determinando según lo anterior el intervalo de radiación solar viable, se obtuvo del estadillo de datos, los días con ese nivel de radiación para cada periodo, pudiendo obtener así el porcentaje de días útiles (% Días) desde este punto de vista.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se estuvo en disposición de poder hacer un listado por tipo de ensayo y por periodo de radiación, con indicación de los días que se realizaron cada uno.

4.7.6 Ensayo tipo 1.1

Como se ha indicado, el objetivo de los ensayos 1.1 fue el estudio del comportamiento del depósito de almacenamiento de 1.000 l. Para realizar este ensayo no fue necesario realizar ninguna modificación en el sistema de control del sistema, ya que, por defecto, el sistema prioriza el llenado del depósito de 1.000 l y funciona en el modo de operación reflejado en la Figura 67. Con este ensayo se pudo determinar cuál es la temperatura máxima que se puede alcanzar en el depósito según el periodo de radiación, y el tiempo que tarda en alcanzarla, obteniendo con ello la velocidad de calentamiento a través de las curvas de calentamiento y enfriamiento del depósito [150]. Partiendo de dichas gráficas de temperatura versus tiempo de calentamiento, se anotó la hora de inicio de calentamiento (y la temperatura) y la hora final de

calentamiento (y la temperatura) y se ajustó el calentamiento medido a una rampa cuya pendiente se calculó según la ecuación (36).

$$\text{Rampa calentamiento } (^{\circ}\text{C/hora}) = \frac{T3_{M\acute{A}X} - T3_{M\acute{I}N}}{\text{Hora } T3_{M\acute{A}X} - \text{Hora } T3_{M\acute{I}N}} \quad (36)$$

Donde:

$T3_{M\acute{A}X}$ = temperatura máxima alcanzada en el depósito de 1.000 l ($^{\circ}\text{C}$)

$\text{Hora } T3_{M\acute{A}X}$ = hora a la que se alcanza la $T3_{M\acute{A}X}$

$T3_{M\acute{I}N}$ = temperatura mínima alcanzada en el depósito de 1.000 l ($^{\circ}\text{C}$)

$\text{Hora } T3_{M\acute{I}N}$ = hora a la que se alcanza la $T3_{M\acute{I}N}$

Para todos los días de ensayo, se identificaron estas variables y se trasladaron a una tabla, donde se identificó el día de ensayo, el tipo de ensayo realizado, el periodo de radiación al que correspondía, los máximos y mínimos de las temperaturas, y las horas en las que se produjeron, calculando el incremento de tiempo y la rampa de calentamiento.

Para esos mismos días en los que se realizó el ensayo tipo 1.1., se analizaron las curvas de enfriamiento. Para ello, se anotó la hora en la que finalizó el día y la temperatura correspondiente, $T3_{\text{noche}}$. También se registró la hora correspondiente al amanecer del día siguiente y la temperatura, denominada $T3_{\text{día}}$. Finalmente, se ajustó el enfriamiento medido a una rampa cuya pendiente se calculó según la ecuación (37).

$$\text{Rampa enfriamiento } (^{\circ}\text{C/hora}) = \frac{T3_{\text{noche}} - T3_{\text{día}}}{\text{HORA}_{\text{fin rad.solar}} - \text{HORA}_{\text{inicio rad.solar}}} \quad (37)$$

Donde:

$\text{HORA}_{\text{fin rad.solar}}$ = hora de finalización del día donde la radiación solar tenía un valor de cero.

$T3_{\text{noche}}$ = temperatura a la que se encontraba el depósito a la $\text{HORA}_{\text{fin rad.solar}}$ ($^{\circ}\text{C}$).

$\text{HORA}_{\text{inicio rad.solar}}$ = hora de inicio del día en que la radiación solar tenía un valor distinto de cero.

$T3_{\text{día}}$ = temperatura a la que se encontraba el depósito a la $\text{HORA}_{\text{inicio rad.solar}}$ ($^{\circ}\text{C}$).

Para todos los días de ensayo, se identificaron estas variables y se trasladaron a una tabla, donde se identificó el día de ensayo, el periodo de radiación al que correspondía, las temperaturas de noche y día, y las horas en las que se producían, calculando el incremento de tiempo y la rampa de enfriamiento.

Con todos los datos anteriores, se estuvo en disposición de calcular la media de la T^a Max alcanzada en el depósito de 1.000 l y la media de la rampa de calentamiento según el periodo de radiación. Asimismo, se obtuvieron la media de la variación de temperatura en la noche y la media de la rampa de enfriamiento según el periodo de radiación.

Método similar fue usado por Porras, C.[135] para la determinación de la energía almacenada en el depósito al final del día en una instalación experimental solar, llevando a cabo un registro del valor de la temperatura promedio del depósito al inicio del día de ensayos y de la temperatura promedio del depósito al finalizar el día. Asimismo calculó las pérdidas de calor nocturnas en el depósito como la diferencia entre la energía almacenada en el depósito al final del día y la energía residual al comienzo del día siguiente.

4.7.7 Ensayo tipo 1.2

El objetivo de los ensayos 1.2 fue el estudio del comportamiento del depósito de almacenamiento de 5.000 l. Para realizar este ensayo fue necesario realizar una modificación en el sistema de control, bajando la temperatura de consigna del depósito de 1.000 l un valor de 10°C, tal y como se explicó en el apartado 4.6.3, haciéndolo funcionar en el modo de operación reflejado en la Figura 68.

Con este ensayo se pudo determinar cuál es la temperatura máxima que se pudo alcanzar en el depósito según el periodo de radiación, y el tiempo que tardó en alcanzarla, y se procedió de igual modo que en el ensayo 1.1., adaptando las ecuaciones (36) y (37) a las temperaturas del depósito de 5.000 l, resultando las ecuaciones (38) y (39).

$$\text{Rampa calentamiento (}^{\circ}\text{C/hora)} = \frac{T2_{M\acute{A}X} - T2_{M\acute{I}N}}{\text{Hora } T2_{M\acute{A}X} - \text{Hora } T2_{M\acute{I}N}} \quad (38)$$

$$\text{Rampa enfriamiento (}^{\circ}\text{C/hora)} = \frac{T2_{noche} - T2_{d\acute{I}a}}{\text{HORA}_{\text{fin rad.solar}} - \text{HORA}_{\text{inicio rad.solar}}} \quad (39)$$

Donde:

$T2_{MAX}$ = temperatura máxima alcanzada en el depósito de 1.000 l ($^{\circ}\text{C}$).

Hora $T2_{MAX}$ = hora a la que se alcanza la $T2_{MAX}$.

$T2_{MIN}$ = temperatura máxima alcanzada en el depósito de 1.000 l ($^{\circ}\text{C}$).

Hora $T2_{MIN}$ = hora a la que se alcanza la $T2_{MIN}$.

$\text{HORA}_{\text{fin rad.solar}}$ = hora de finalización del día donde la radiación solar tenía un valor de cero.

$T2_{noche}$ = temperatura a la que se encontraba el depósito a la $\text{HORA}_{\text{fin rad.solar}}$ ($^{\circ}\text{C}$).

$\text{HORA}_{\text{inicio rad.solar}}$ = hora de inicio del día en que la radiación solar tenía un valor distinto de cero.

$T2_{d\acute{I}a}$ = temperatura a la que se encontraba el depósito a la $\text{HORA}_{\text{inicio rad.solar}}$ ($^{\circ}\text{C}$).

Al igual que para el ensayo 1.1, para todos los días de ensayos 1.2 se identificaron estas variables en sus correspondientes excels de variables, y se trasladaron a una tabla, donde se identificó el día de ensayo, el tipo de ensayo realizado, el periodo de radiación al que correspondía, los máximos y mínimos de las temperaturas, y las horas en las que se produjeron, calculando el incremento de tiempo y la rampa de calentamiento. Y del mismo modo, para la rampa de enfriamiento se identificó el día de ensayo, el periodo de radiación al que correspondía, las temperaturas de noche y día, y las horas en las que se producían, calculando el incremento de tiempo y la rampa de enfriamiento.

Con todos los datos anteriores, se estuvo en disposición de calcular la media de la T^a Max alcanzada en el depósito de 5.000 l y la media de la rampa de calentamiento según el periodo de radiación. Finalmente, se obtuvo la media de la variación de temperatura en la noche y la media de la rampa de enfriamiento según el periodo de radiación.

4.7.8 Ensayo tipo 1.3

El objetivo de los ensayos 1.3 fue estudiar el comportamiento de los depósitos de 1.000 l y 5.000 l al mismo tiempo. La operativa que sigue el sistema solar cuando se realizan los ensayos de tipo 1.3 es el de la

Figura 69. El sistema solar trata de calentar el depósito de 1.000 l en primer lugar (prioridad de calentamiento), y posteriormente el de 5.000 l. El sistema opera en automático con las consignas de depósito por defecto. Desde el punto de vista energético, los ensayos de tipo 1.3 son una combinación de los 1.1 y 1.2, por lo que algunos días de ensayos se utilizaron para extraer datos para las tres tipologías.

Por tanto, con este ensayo se obtuvo cuantos días tarda el conjunto de los dos depósitos en llegar a temperatura de consigna, según el periodo de radiación. Para ello se anotaron las temperaturas mínimas y máximas de cada depósito y a las horas que se producen éstas hasta que ambos depósitos estuvieron a temperatura de régimen, pudiendo extraer así cuanto tiempo se tarda en alcanzarlo.

4.7.9 Ensayo tipo 2

En los ensayos de tipo 2 el objetivo fue evaluar el comportamiento del sistema cuando se utiliza el agua almacenada en los dos depósitos para la reposición total del agua de la balsa de cocción. El ensayo trata de evaluar el aporte de temperatura descargando ambos depósitos. Para la realización de este ensayo se abrió la válvula de descarga de los depósitos haciendo que el agua contenida en la pareja de depósitos se descargara a la caldera, tal y como se mostró en la Figura 70 y Figura 71. Al abrir la válvula manual VMB, el agua comienza a circular hacia la caldera y la presión del circuito secundario cae progresivamente accionándose al alcanzar los 3 bares en la bomba B3, y comenzando a introducir agua fría en los depósitos presurizando de nuevo el circuito.

En el ensayo se midió la temperatura a la que se encontraban ambos depósitos antes de hacer la descarga (T2 y T3), y la temperatura de la sonda T8, que es la temperatura medida en el fondo de balsa de cocción, a partir de la cual se estuvo en disposición de conocer la evolución de la temperatura del agua en la balsa de cocción, una vez comienza el vertido a la caldera. Ya que desde que comienza a llenarse la balsa hasta que la temperatura se estabiliza, hay una disminución de temperatura, debido a la entrada de agua fría en los depósitos solares para presurizar la instalación, que provoca que el agua fría de entrada se mezcle con la precalentada almacenada y consecuentemente la temperatura que había almacenada en los depósitos baje, repercutiendo este fenómeno en el valor final de la T8.

Por otro lado, se registró la temperatura T4, que es la temperatura de entrada del agua fría al sistema proveniente del pozo que alimenta el depósito existente en la industria y que se encuentra colocada a la salida del depósito de agua fría existente en la fábrica según se indica en el esquema de la instalación de la Figura 49. Esta temperatura T4 se comparó con el valor de T8 alcanzada en la caldera ya que esa hubiera sido la temperatura a la que el agua hubiera entrado en la caldera en caso de no existir el sistema solar.

En este ensayo también se comparó la variación de la temperatura T8 para todos los ensayos, comparando el valor al inicio del llenado de la caldera ($T8_{m\acute{a}x}$), con el valor que finalmente se consiguió tras el llenado y estabilización de la misma ($T8_{final}$), pudiendo obtener así la diferencia entre ambas ($\Delta T8$) y su media ($\Delta T8_{media}$), a través de las ecuaciones (40) y (41), respectivamente. También se calculó el valor medio conseguido al final en caldera para cada periodo de radiación ($T8_{final_media}$), según la ecuación (42).

$$\Delta T8(^{\circ}C) = T8_{m\acute{a}x} - T8_{final} \quad (40)$$

$$\Delta T8_{media} (^{\circ}C) = \frac{\sum_i^n \Delta T8}{n} \quad (41)$$

$$T8_{final_media} (^{\circ}C) = \frac{\sum_i^n T8_{final\ i}}{n} \quad (42)$$

Adicionalmente se consideró importante registrar para todos los ensayos la diferencia entre la temperatura que se consiguió en la caldera al usar el agua precalentada en los depósitos solares ($T8_{final}$) y la

temperatura que se hubiera conseguido de no tener el prototipo solar ($T4_{Dep.pozo}$), obteniendo así el incremento de temperatura en la caldera gracias al aporte solar ($\Delta T_{caldera}$) y obteniendo la media del mismo ($\Delta T_{caldera_medio}$), según las ecuaciones (43) y (44), respectivamente.

$$\Delta T_{caldera} (^{\circ}C) = T8_{final} - T4_{Dep.pozo} \quad (43)$$

$$\Delta T_{caldera_medio} (^{\circ}C) = \frac{\sum_i^n \Delta T_{caldera\ i}}{n} \quad (44)$$

Se realizó también otro análisis, para determinar cómo mejoraría el sistema si se le hiciera una modificación, de cara a plantear otro sistema de llenado de la instalación de modo que el agua fría de entrada en el sistema para su llenado y presurización, no se mezclara en los depósitos solares con el agua previamente precalentada. Para ello, se presupuso que si este fenómeno no se diera, la temperatura final en caldera sería la $T8^{\circ}C_{m\acute{a}x}$ y no la final conseguida en los ensayos $T8^{\circ}C_{final}$, por lo que se calculó el incremento de temperatura que se conseguiría en la caldera gracias al aporte solar realizando dicha modificación ($\Delta T_{caldera_modif}$) y obteniendo la media del mismo ($\Delta T_{caldera_medio_modif}$), según las ecuaciones (45) y (46), respectivamente.

$$\Delta T_{caldera_modif} (^{\circ}C) = T8_{m\acute{a}x} - T4_{Dep.pozo} \quad (45)$$

$$\Delta T_{caldera_medio_modif} (^{\circ}C) = \frac{\sum_i^n \Delta T_{caldera_modif\ i}}{n} \quad (46)$$

4.7.10 Ensayo tipo 3

En los ensayos de tipo 3 el objetivo fue evaluar el comportamiento del sistema cuando se utiliza el calor solar para calentar el agua de recebo en cada calderada. El modo de operación seleccionado fue el recogido en la Figura 70 y Figura 71. Al igual que para el ensayo tipo 2, para poder realizar este ensayo, cada vez que se necesitaba aportar agua de recebo tras cada calderada, se abría la válvula manual VMB comenzando el agua a circular hacia la caldera y cayendo la presión del circuito secundario progresivamente, accionándose al alcanzar los 3 bares la bomba B3, y comenzando a introducir agua fría en los depósitos presurizando de nuevo el circuito.

En el ensayo se determinó la media de la temperatura de los depósitos ($T3$ y $T2$) en cada intervalo de tiempo durante el recebo de la caldera en cada calderada.

En ese mismo intervalo se obtuvo el valor promedio de la temperatura $T6$, valor medio de la temperatura a la que entró el agua en la balsa, medida con la sonda ubicada en la tubería de descarga a los depósitos.

También se determinó el valor promedio de la temperatura $T4$, que es la temperatura a la que el agua hubiera entrado si no hubiera existido el prototipo solar.

Este ensayo se repitió en cada uno de los periodos de radiación.

4.8 Análisis económico

Una vez realizado el análisis de la viabilidad técnica del prototipo, resulta necesario realizar un estudio para determinar si la solución es económicamente viable.

Para ello, autores como Díaz Urriaga, J. et al [89] o Porras, C. [135] analizaron la viabilidad económica de la integración de una instalación solar a partir del cálculo de indicadores de rentabilidad como son la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Retorno (PR). Siguiendo esta metodología se calcularon para el análisis económico de este trabajo esos mismos parámetros. Además, para poder llevar a cabo el estudio hubo que considerar el coste de la inversión, los costes de mantenimiento de la instalación solar y el coste de generación de la energía que se va a sustituir (en este caso, pellets).

4.8.1 Inversión inicial

En el coste de la inversión inicial se valoró por un lado el coste de los colectores solares y el resto de los componentes que forman el circuito primario, como tuberías, válvulas, vasos de expansión e intercambiador. Por otro lado, se tuvo en cuenta el precio de los elementos que componen el circuito secundario: los depósitos de acumulación, las bombas, tuberías, aislamientos y demás accesorios. Finalmente, el coste total se completó añadiendo el coste del sistema de control y de la instalación eléctrica, formado por los cuadros de mando y control, los sistemas de seguimiento, cableados y otros.

Para determinar el coste de la inversión inicial se tuvieron en cuenta diferentes valores de diversas publicaciones. Así, en el trabajo realizado por Díaz Urriaga, J. et al [89], se realizó un análisis económico de varias instalaciones proporcionando diversos casos de estudio, de entre ellos, se consideraron los resultados correspondientes al Caso de Estudio N°8, de tecnología Fresnel con un Ratio V/S de 50 l/m² y una Superficie de Apertura de 2.000 m² que presentaba un Ratio de Inversión de 448 €/m². Se seleccionó este caso de estudio de entre los referidos a tecnología Fresnel por ser el que más se aproximaba en Ratio V/S al prototipo instalado.

Por su parte, el “Estudio Mercado potencial en España y Aplicaciones en tecnologías Solares de concentración de Media temperatura” de Solar Concentra [29], establece varios costes de instalaciones solares. Entre ellas, la más similar al prototipo instalado es el de una instalación de tecnología Fresnel para generación directa de vapor, en instalaciones de tamaño reducido de 100 m² de superficie de captación, cuyo coste se establece en 425€/m².

Otros autores como Frassetto, M. [144] describieron la implementación de un prototipo de captador solar para la recuperación mejorada de petróleo mediante concentración solar, realizando la instalación de un captador solar denominado “Shackleton” (versión comercial del captador FLT20) cuyo coste de fabricación lo estableció en 335,30 €/m², considerando solamente el coste de los colectores solares, sin el resto de la instalación hidráulica ni el almacenamiento necesario.

Por último, otro análisis económico es el presentado por Biencinto, M. et al [151], donde se establecen los siguientes costes, para el caso de Tecnología Fresnel, con un intervalo máximo y mínimo para el coste específico del campo solar:

Coste específico del campo solar (€/m ²)	250 (LFC _{min}) / 371.7 (LFC _{max})
Coste específico del sistema de almacenamiento (€/m ³)	2500
Coste de ingeniería y construcción (%)	20

Además de todas estas referencias, se aporta como dato complementario al estudio económico el coste de inversión que supuso la instalación del prototipo testado, incluyendo el campo solar, los depósitos de almacenamiento, la instalación hidráulica y el sistema de control y gestión del prototipo (descontando la parte proporcional incluida en la contratación que no eran objeto de la inversión propiamente dicha), el cual se pudo establecer en 65.000€.

Partiendo de los valores anteriores, de la superficie de paneles montada y del volumen de acumulación finalmente instalado, se calculó el coste de la inversión inicial para cada uno de los supuestos anteriores, comparándolos entre ellos y seleccionando para este estudio, el valor mayor de todos, por considerarlo el caso más desfavorable y comparándolo a su vez, con el coste de inversión del prototipo instalado.

4.8.2 Costes de operación y mantenimiento

Dentro de este apartado se valoró el coste anual que supone el mantenimiento y la operación de este tipo de plantas solares. Hay estudios detallados del coste para instalaciones de colectores planos y de tubo de vacío, sin embargo no hay estudios tan detallados para la tecnología de concentración debido principalmente a la menor presencia en el mercado de este tipo de colectores y al reducido número de plantas en funcionamiento de esta tecnología [89].

Para poder aproximar este coste se emplearon los costes propuestos por Biencinto, M. et al [151], que establece el coste anual de operación y mantenimiento para la tecnología Fresnel, en el 1% del coste de inversión.

4.8.3 Reducción de consumo energético con sistema solar

El principal beneficio de la instalación del sistema solar es la reducción de consumo de energía procedente de la fuente energética original. Por ello, es necesario calcular el coste de esta energía sustituida como consecuencia de la integración de la instalación solar.

En primer lugar, se determinó el coste energético anual de la instalación sin aporte de energía solar ($CEA_{sin\ aporte\ solar}$) a través de la ecuación (47), partiendo de los valores de la demanda térmica anual del proceso sin aporte solar (D_{anual}) obtenida según el apartado 0 y el rendimiento medio del sistema obtenido según el apartado 4.4.5.

$$CEA_{sin\ aporte\ solar}(kWh) = \frac{D_{anual}}{Rendimiento\ del\ sistema} \quad (47)$$

Por otro lado, se determinó el coste energético anual de la instalación con aporte de energía solar ($CEA_{con\ aporte\ solar}$) a través de la ecuación (48), partiendo igualmente del rendimiento medio del sistema obtenido según el apartado 4.4.5, pero debiendo calcular la demanda térmica anual con aporte solar ($DTérmica\ Anual_{con\ aporte\ solar}$).

$$CEA_{con\ aporte\ solar}(kWh) = \frac{DTérmica\ Anual_{con\ aporte\ solar}}{Rendimiento\ del\ sistema} \quad (48)$$

Esta demanda térmica anual con aporte solar será el sumatorio de la demanda mensual con aporte solar ($D_{mes\ con\ aporte\ solar}$) obtenida según la ecuación (49).

$$DTérmica\ Anual_{con\ aporte\ solar}(kWh) = \sum_i^n D_{i\ mes\ con\ aporte\ solar} \quad (49)$$

Para el cálculo de la demanda mensual con aporte solar, se tuvo en cuenta la demanda térmica producida cuando se utiliza el agua procede de los depósitos solares y cuando proviene del depósito de la fábrica, tanto para la reposición continua por calderada, como para los días de llenado de la caldera completa, según la ecuación (50).

$$D_{mes\ con\ aporte\ solar}(kWh) = D_{renov\ depos.\ solar} + D_{renov\ depos.\ fábrica} + D_{llenado\ depos.\ solar} + D_{llenado\ depos.\ fábrica} + D_{agua\ caldera\ mes} \quad (50)$$

Las demandas térmicas de la renovación del agua por calderada procedente de los depósitos solares o del depósito de fábrica se calcularon según las ecuaciones (51) y (52), respectivamente. Y las demandas térmicas del llenado total de caldera, procedente de los depósitos solares o del depósito de fábrica, se calcularon según las ecuaciones (53) y (54), respectivamente. La demanda mensual del agua contenida en caldera se calculó según la ecuación (55).

$$D_{renov\ depos.solar}(kWh) = V_{m_mes_rep} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (100 - T_{6_{Tipo3}}) \cdot N_{cald}^o \cdot N_{días\ tipo\ mes}^o \cdot \%_{días\ uso\ solar} \quad (51)$$

$$D_{renov\ depos.fábrica}(kWh) = V_{m_mes_rep} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (100 - T_{4_{Tipo3}}) \cdot N_{cald}^o \cdot N_{días\ tipo\ mes}^o \cdot (100 - \%_{días\ uso\ solar}) \quad (52)$$

$$D_{llenado\ depos.solar}(kWh) = V_{llenado_mes} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (100 - T_{8_{final_media}}) \cdot N_{días\ tipo\ mes}^o \cdot \%_{días\ uso\ solar} \quad (53)$$

$$D_{llenado\ depos.fábrica}(kWh) = V_{llenado_mes} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (100 - T_{4_{Tipo3}}) \cdot N_{días\ tipo\ mes}^o \cdot (100 - \%_{días\ uso\ solar}) \quad (54)$$

$$D_{agua\ caldera\ mes}(kWh) = D_{agua\ caldera} \cdot N_{días\ tipo}^o \quad (55)$$

Siendo:

$V_{m_mes_rep}$ (l)=volumen medio de agua de reposición por calderada calculado según se indica en 4.4.7.

$T_{6_{Tipo3}}$ (°C)= valor medio de la temperatura T6 a la entrada de caldera la obtenida tras el ensayo Tipo 3 según el apartado 4.7.10.

$N_{Calderadas}^o = 8$

$N_{días\ tipo\ mes}^o =$ el definido según el apartado 0

$T_{4\ Tipo3}$ (°C)= valor medio de temperatura T4 de entrada de agua fría en el sistema obtenida tras el ensayo Tipo 3 según el apartado 4.7.10.

$V_{llenado\ mes}$ (l)=volumen medio de agua utilizado para el llenado completo de caldera calculado según se indica en 4.4.7.

$T_{8_{final_media}}$ (°C)=valor medio de temperatura T8_{final} del agua introducida en caldera obtenida tras el ensayo Tipo 2

$D_{agua\ caldera}$ (kWh)=demanda térmica del agua en caldera calculada según en el apartado 4.4.3

El $\%_{días\ uso\ solar}$ se obtuvo al dividir el porcentaje de días con radiación suficiente estudiado según el apartado 4.7.5 entre el número de días que tarda el sistema en alcanzar la temperatura de consigna, según los valores obtenidos del ensayo Tipo 1.3., según la ecuación (56).

$$\%_{días\ uso\ solar} = \frac{\% \text{ Días}}{N^o \text{ de días en alcanzar temperatura}} \quad (56)$$

Por otro lado, Díaz Urtiaga, J. et al [89] definieron la fracción solar como el porcentaje de la demanda que se abastece con energía solar, por lo que habiendo calculado previamente las diferentes demandas térmicas se pudo determinar el porcentaje de ahorro solar o fracción solar, a partir del aporte solar según las ecuaciones (57)y (58), respectivamente.

$$Fracción\ solar\ anual(\%) = \frac{Aporte\ solar \cdot 100}{D_{anual}} \quad (57)$$

$$Aporte\ solar(kWh) = D_{anual} - DT_{térmica\ Anual}_{con\ aporte\ solar} \quad (58)$$

4.8.4 Índice de precio de la biomasa (IPB)

Para poder calcular el ahorro económico fue necesario conocer el precio de la biomasa utilizada, siendo en el caso de las industrias corcheras el pellet a granel en cisterna. Los datos del precio del pellet para el cálculo del ahorro se obtuvieron del informe de Índice de precios del Pellet de Madera de AVEBIOM [152], donde se presenta la evolución de los precios del Pellet a granel en cisterna desde el 2012 al 2021, dicha evolución se muestra en la Figura 73. Partiendo de esa información, el precio que se utilizó en este estudio fue de 5,40 c€/kWh, que es la media de los tres primeros trimestres del año 2021.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 (1T)	2021 (2T)	2021 (3T)
SACO de 15 kg												
€/saco	4,13	4,24	4,35	4,21	3,93	3,92	4,02	4,44	4,39	4,36	4,26	4,25
c€/kWh	5,94	6,09	5,89	5,50	5,50	5,49	5,62	6,22	6,14	6,10	5,96	5,95
IPB anual	2,8%	2,6%	-3,3%	-6,6%	-0,2%	2,4%	10,6%	-1,2%	0,4%	-2,3%	-0,1%	
IPB anual acumulado (en base 2012)	2,8%	5,4%	2,0%	-4,7%	-5,0%	-2,7%	7,7%	3,4%				
PALET de sacos												
€/tn	264,61	273,86	280,98	269,88	254,93	252,25	260,74	289,24	284,29	282,12	277,49	278,81
c€/kWh	5,75	5,90	5,66	5,35	5,29	5,47	6,07	5,97	5,92	5,92	5,82	5,85
IPB anual	3,5%	2,6%	-4,0%	-5,5%	-1,0%	3,4%	10,9%	-1,7%	0,5%	-1,6%	0,5%	
IPB anual acumulado (en base 2012)	3,5%	6,2%	2,0%	-3,7%	-4,7%	-1,5%	9,3%	3,8%				
GRANEL en VOLQUETE												
€/tn	229,29	243,19	247,18	233,44	225,98	221,61	226,45	245,94	240,27	235,89	240,15	247,93
c€/kWh	4,98	5,06	4,90	4,74	4,65	4,75	5,16	5,04	4,95	5,04	5,04	5,20
IPB anual	6,1%	1,6%	-5,6%	-3,2%	-1,9%	2,2%	8,6%	-2,3%	-0,5%	1,8%	3,2%	
IPB anual acumulado (en base 2012)	6,1%	7,8%	1,8%	-1,4%	-3,4%	-1,2%	7,3%	-1,2%				
GRANEL en CISTERNA												
€/tn	230,79	244,59	253,50	245,04	234,59	232,27	241,31	264,52	256,90	259,83	256,32	256,62
c€/kWh	5,13	5,32	5,14	4,92	4,87	5,06	5,55	5,39	5,45	5,38	5,39	
IPB anual	6,0%	3,6%	-3,3%	-4,3%	-1,0%	3,9%	9,6%	-2,9%	0,6%	-1,4%	0,1%	
IPB anual acumulado (en base 2012)	6,0%	9,8%	6,2%	1,6%	0,6%	4,6%	14,6%	5,0%				

Figura 73. Precio medio anual del Pellet. [152]

4.8.5 Subvenciones y financiación

En el análisis de rentabilidad es interesante contemplar la posibilidad de que el usuario pudiera acceder a diferentes tipos de subvenciones o financiación, de modo que se pueda analizar la rentabilidad de la instalación sin ninguna aportación de fondos ajenos, es decir, sin recibir ningún tipo de financiación ni subvención, asumiendo la totalidad de los costes mediante fondos propios del usuario, o bien, analizando diferentes escenarios donde se estudien varias posibilidades de financiación y subvención a las que el usuario puede acceder, determinando así su influencia en los parámetros de rentabilidad del proyecto [89].

Para ello, se analizaron las posibilidades de financiación para este tipo de instalaciones. En concreto en Extremadura en noviembre de 2020 se publicó una convocatoria de Subvenciones para actuaciones de fomento de energías renovables en Extremadura [153], en la que entre otras, como actuaciones subvencionables venían recogidas las “Instalaciones solares térmicas de concentración de media temperatura para aplicaciones industriales” estableciendo una intensidad de ayuda del 55% sobre los costes subvencionables de la actuación. Por otro lado, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), también en el año 2020, publicó la Primera Convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica a partir de fuentes de energía renovable en la Comunidad Autónoma de Extremadura cofinanciadas con Fondos comunitarios FEDER [153]. En dicha convocatoria en referencia a las instalaciones solares térmicas de concentración, solo se financiaban aquellas de potencia superior a 1000 kW.

Partiendo de todo lo anterior, se plantearon diferentes escenarios de subvención, incluyendo el escenario de la financiación del 55% de las subvenciones en Extremadura, y añadiendo diferentes escenarios por debajo y por encima de ese valor para poder determinar cuál de ellos sería el más interesante. Se plantearon por tanto los siguientes rangos de financiación: 35%, 45%, 55%, 65% y 75%.

4.8.6 Evaluación de la inversión

Para poder evaluar si la inversión en este prototipo es viable, se calculó el Valor Actual Neto (VAN). Este indicador toma como punto de partida los flujos de caja futuros que el proyecto de inversión generará y se calcula según la ecuación (59). Si el VAN es positivo la inversión será rentable.

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+k)^n} \quad (59)$$

Donde:

A (€) = Coste de la inversión

K (%) = tasa de descuento (tomando como valor el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años [89], [135], siendo el valor para el año 2021 de 0,386 obtenido de la página web del Tesoro Público del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital [154].

Q_n (€) = Flujos de caja anuales, que se calcularon según la ecuación (60)

$$Q_n(\text{€}) = (CEA_{\text{sin aporte solar}} - CEA_{\text{con aporte solar}}) \cdot \text{Precio}_{\text{pellet}} - CM \quad (60)$$

Siendo CM (€) el coste anual de operación y mantenimiento, definido en el apartado 4.8.2

Por otro lado, se debe calcularse la TIR, según la ecuación (61).

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+k_{TIR})^n} = 0 \quad (61)$$

Donde k_{TIR} es la tasa de descuento que representa la TIR. El proyecto será rentable si la $k_{TIR} \geq k$

Ambos parámetros se calcularon a 25 años, tomando ese valor como vida útil de la instalación [89].

Finalmente, para determinar la viabilidad económica, partiendo de la base de que el VAN sea positivo y la TIR sea superior a la tasa de descuento, hay que considerar el periodo de retorno de la inversión PR que debe ser como máximo de 15 años [89]. Este PR es el primer año en el que el VAN sea positivo.

Contando con la posibilidad de que el empresario pueda recibir subvenciones a la inversión, se calculó el VAN, TIR y PR para diferentes hipótesis de porcentajes de financiación, especificadas en el apartado 4.8.5, analizando las diferentes hipótesis y valorando la rentabilidad para cada una de ellas.

5 Resultados y discusión

5.1 Análisis del sector corchero con potencial de aplicación solar

5.1.1 Datos generales

Como se recoge en el apartado Materiales y Métodos, para realizar el análisis del sector se identificaron las industrias corcheras activas en Extremadura, contactando con cinco de ellas, cada una con un proceso productivo distinto, con el fin de poder realizar una encuesta que permitiera aportar información necesaria para elaborar su perfil energético, tanto térmico, como eléctrico.

El estudio se realizó mediante visitas a las empresas, y cuando fue necesario, realizando recogidas de datos personalmente, por teléfono y/o email, según el caso.

En la Tabla 24 se muestran las tipologías de empresas estudiadas que se denominaron con letras Z, S, X, V y T.

Tabla 24. Tipologías de empresas analizadas.

Designación	Z_Cocido_ Quemador Y-500
Actividad de la empresa	Preparadora de corcho
Descripción de la actividad	Cocido y selección de corcho
Ubicación	San Vicente de Alcántara
Designación	S_Cocido_ Quemador Y-300
Actividad de la empresa	Preparadora de corcho
Descripción de la actividad	Cocido y selección de corcho
Ubicación	San Vicente de Alcántara
Designación	X_Cocido_ Leña
Actividad de la empresa	Preparadora de corcho
Descripción de la actividad	Cocido y selección de corcho
Ubicación	San Vicente de Alcántara
Designación	V_Taponos
Actividad de la empresa	Fabricación de Tapón Natural
Descripción de la actividad	Terminación taponos
Ubicación	San Vicente de Alcántara
Designación	T_Granulados
Actividad de la empresa	Fabricación de Tapón aglomerado
Descripción de la actividad	Terminación taponos
Ubicación	San Vicente de Alcántara

Las cinco empresas seleccionadas fueron una industria de fabricación de tapón (V), una industria de fabricación de granulados (T), y tres preparadoras con hervido tradicional, con diferentes formatos de quemadores y diferentes combustibles (Z, S y X), para poder establecer si hay diferencias significativas entre ellas.

En concreto, de entre las industrias preparadoras, una de ellas sigue utilizando para el cocido de corcho un horno de leña, la denominada con la letra X y las otras dos, las denominadas con las letras Z y S, disponen de quemadores de biomasa de la marca Natural Fire (siendo esta la marca comercial más extendida en este sector). En la industria Z, el modelo de quemador instalado es el Y-300 de potencia modulante entre 35 kW y 350 kW. Y en la industria tipo S, el modelo de quemador instalado es el Y-500,

con potencia modulante entre 55 kW y 550 kW. Ambos son modelos de quemadores industriales equipados con un autómata.

5.1.2 Proceso productivo

De cada una de las industrias visitadas se realizó un diagrama de proceso y se recogió información sobre el modo de operar en planta así como la temporalidad de trabajo. Cada uno de estos procesos de forma simplificada puede observarse en los esquemas ilustrados en la Figura 74, Figura 75 y Figura 76.

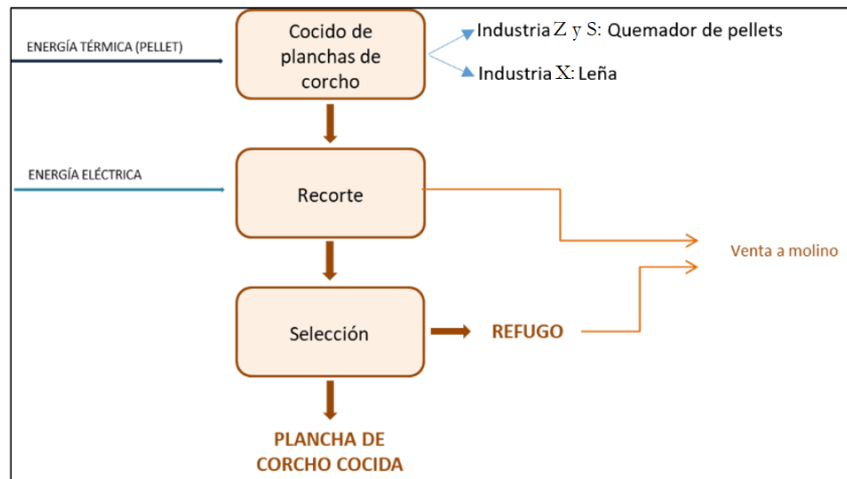


Figura 74. Esquema simplificado industrias preparadoras: Z, S y X.

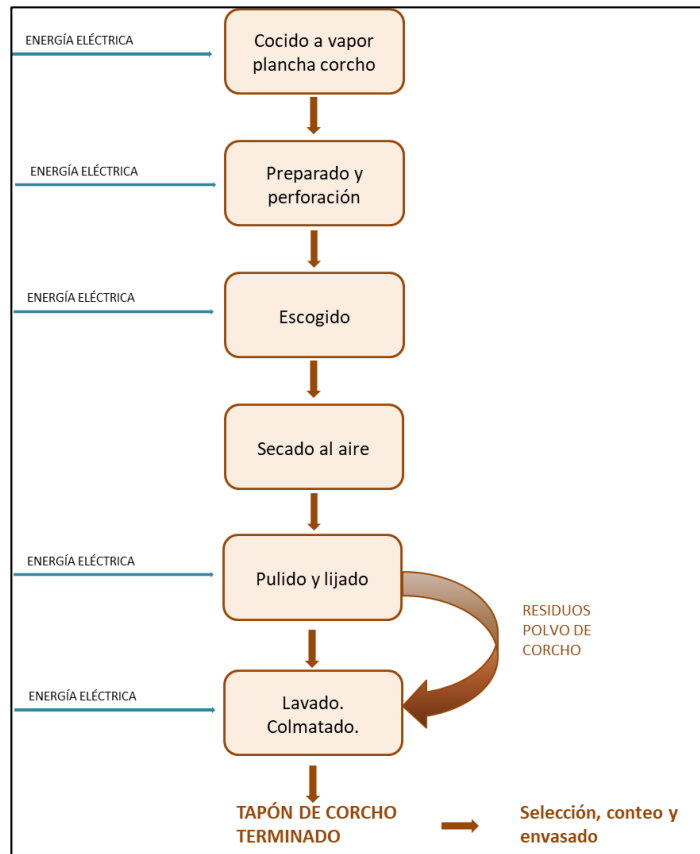


Figura 75. Industria de fabricación de tapón natural V.

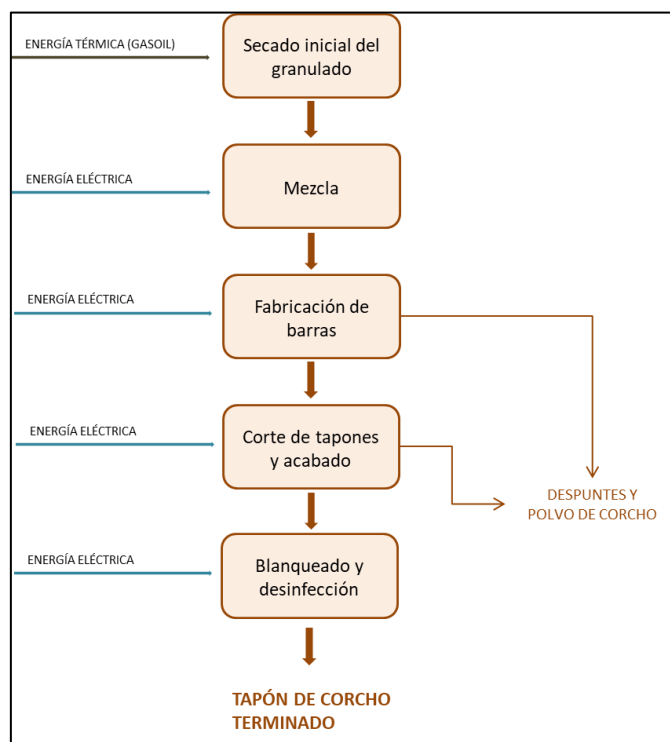


Figura 76. Industria de fabricación de tapón granulado T.

Se observa que sólo en las industrias preparadoras de corcho, las denominadas Z, S y X, existe demanda térmica, proveniente del proceso de cocido de corcho, mediante la inmersión en agua del corcho para su cocido, tanto si la caldera tiene instalado quemador de pellets como si tiene hogar de leña. Teniendo esto en cuenta, ya se vislumbra, que este tipo de industrias serán posibles pre-seleccionadas para la instalación del prototipo solar.

Por otro lado, en la industria de fabricación de tapones tipo V se observa también un proceso de cocción, sin embargo, este proceso es el conocido como segundo hervido, y las planchas de corcho pueden cocerse mediante vapor producido a través de un generador de vapor eléctrico (este método sustituye la inmersión en agua en este tipo de industrias, no obstante, sólo está permitido si el procedimiento está validado a través de un Documento Técnico de Validación, y en ningún caso está permitido este método para la primera operación de cocido realizada en las industrias preparadoras [79]).

5.1.3 Datos de producción

Los datos de producción que aportaron los distintos empresarios se recogen en la Tabla 25.

Se observa que el régimen de funcionamiento de todas las industrias es similar en cuanto a días/año, días/semana y horas/días, salvo para la industria de fabricación de tapones tipo V donde el número de días/año es superior al resto.

También se puede apreciar que de las tres industrias preparadoras, la industria tipo X es la que tiene menos capacidad anual de producción, y que, además, sigue empleando leña en la cocción.

Por su parte, la industria preparadora tipo Z, al tener mayor capacidad de producción, dispone de un quemador de mayor tamaño que la industria tipo S que tiene una producción menor.

Tabla 25. Datos de producción de las cinco industrias corcheras analizadas.

INDUSTRIA	Z_Cocido_Quemador Y-500	S_Cocido_Quemador Y-300	X_Cocido_Leña	V_Tapones	T_Granulados
Superficie (m ²)	2.500	600	2.200	450	2.500
Número de empleados	20	8	6	4	18
Régimen de funcionamiento (días/año)	210	219	219	250	219
Régimen de funcionamiento (días/semana)	5	5	5	5	5
Régimen de funcionamiento (horas/día)	8	8	8	8	TRES TURNOS
Capacidad anual	1.900(t/año)	1.300(t/año)	1.000(t/año)	8/9 millones tapones	150/160 millones tapones
Materias primas	Corcho crudo	Corcho crudo	Corcho crudo	Plancha corcho cocida y seleccionada	Corcho granulado
Productos	Plancha corcho cocida y seleccionada	Plancha corcho cocida y seleccionada	Plancha corcho cocida y seleccionada	Tapón de corcho natural	Tapón de corcho aglomerado
Residuos	Agua de cocción	Agua de cocción	Agua de cocción	Aparas de broca	Polvo de corcho
Tecnologías renovables instaladas	Quemador pellet	Quemador pellet	Leña	No	No

5.1.4 Análisis energético

Los datos desde el punto de vista energético más relevantes de cada una de las industrias obtenidas en las distintas visitas y entrevistas se recogen en la Tabla 26.

Se observa que la industria tipo Z, con quemador modelo Y-500, tiene un consumo anual de pellets de 140 t, siendo este valor menor en el caso de la industria tipo S, con quemador de modelo Y-300, de menor tamaño, cuyo consumo anual de pellets disminuye hasta las 105 t. La industria tipo X tiene un consumo de leña anual de 36 t.

Por su parte, la industria tipo V solo dispone de un generador eléctrico de vapor y la industria tipo T dispone de un generador de aire caliente con combustible de gasoil que consume anualmente 3.589 l.

Estos valores hacen que el coste térmico en las industrias preparadoras que realizan la operación de cocido de corcho, tipos Z, S y X, supongan un 86%, 82% y 79% respectivamente, sobre el gasto energético total de la fábrica, siendo mayor en los casos en los que se utiliza pellet como combustible (Z y S) y siendo aún más elevado a mayor potencia de quemador instalado (Z).

La fábrica de tapones tipo V no tiene consumo térmico puesto que el único generador existente es un generador de vapor eléctrico. Y la fábrica de granulados de corcho tipo T, aunque tiene consumo térmico, puesto que dispone de un generador de aire caliente de gasoil, tiene un consumo muy bajo comparado con el consumo eléctrico de la fábrica y supone un escaso 5% del gasto total (por consumo de gasoil).

Con respecto al coste anual de energía térmica entre las tres industrias preparadoras, hay una gran diferencia entre el coste de la industria tipo X (6.120 €) y las industrias Z y S (25.862 € y 19.397 €), ya que la industria tipo X tiene una capacidad anual de producción inferior a las otras dos, y por otro lado el coste de la leña es inferior al del pellet. Resultando de estos datos unos valores de coste de energía térmica por

tonelada de corcho producida año de 6,12€/t para la industria tipo X y de 13,61€/t y 14,92€/t para las industrias tipo Z y S respectivamente.

Tabla 26. Análisis energético de las industrias corcheras analizadas.

	Z_Cocido_Quemador Y-500	S_Cocido_Quemador Y-300	X_Cocido_Leña	V_Tapones	T_Granulados
Potencia eléctrica instalada (kW)	19	13,2	13,2	24	250
Tarifa contratada	3.0A	2.1A	2.1A	3.0	3.1
Generadores térmicos instalados	Quemador Pellet	Quemador Pellet	Hogar de Leña	Generador eléctrico vapor	Generador aire caliente gasoil
Potencia (kW)	400/500	200/250	-	13,5	40,5/56,1
Producción (kg/h)	85/90	40/70	-	-	-
Consumo Annual Pellets (Tn)	140	105	-	-	-
Consumo Annual Leña (Tn)	-	-	36	-	-
Consumo Annual Gasoil (litros)	-	-	-	-	3589
Otros equipos instalados	5 Uds. Máquina de recorte (1 CV)	2 Uds. Máquina de recorte (1 CV)	2 Uds. Máquina de recorte (1 CV)	1 Ud. Máquina de perforación (1 CV)	Tolva mezcladora
	1 Ud. Puente grúa (5 kW)	1 Ud. Polipasto (1 CV)	1 Ud. Polipasto (1 CV)	1 Ud. Máquina escogido (1 CV)	2 Líneas de fabricación de barras
	2 Uds. Paletizadora (1 kW)	2 Uds. Paletizadora (1 kW)		1 Ud. Máquina pulido y lijado (1 CV)	Máquina de corte, lijado y acabado
				1 Ud. Máquina colmatado (1 CV)	Lavadora para blanqueo y desinfección
					Termo eléctrico (1,5 kW)
ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL					
Consumo de energía eléctrica (kWh)	16.161	12.900	5.600	10.998,74	496.333,15
Importe del consumo EE(€)	4.280,45	4.300	1.600	4.193,32	68.258,85
Consumo de energía eléctrica reactiva (kVArh)	4.245	-	-	7.939,4	24.629,65
COSTE ENERGÉTICO ANUAL (€)					
Energía eléctrica	4.280	4.300	1.600	4.193,32	68.258,85
Energía térmica	25.862	19.397	6.120	0	3.950,00
Gasto energético total	30.142	23.697	7.720	4.193,32	72.208,85
Coste E. Térmica sobre el Gasto Energético Total (%)	86	82	79	0	5

Si se compara el coste anual de energía térmica de las industrias Z y S con otras industrias que también precisan en sus procesos de necesidades de agua caliente se llega a resultados muy variables. Por ejemplo, en la industria cárnica, se observa que los valores para ella son inferiores a los de las corcheras, encontrándose en un intervalo de 19.820 € hasta 20.785 €, en procesos de agua caliente de hasta 60 °C con demandas de 13 horas laborales cubiertas con producción a través de caldera de gasoil [134]. En cuanto al porcentaje del coste de energía térmica sobre el gasto energético total, las tres industrias preparadoras Z, S y X ofrecen porcentajes superiores al existente en la industria cervecera, en la que partiendo de una energía demandada 4350 MWh/mes, el porcentaje de energía térmica del proceso supone un 65% [155].

Sin embargo, si se compara la demanda térmica de las preparadoras con industrias de alimentación con necesidades de agua sobrecalentada a 110 °C producida con caldera de gasoil, el coste térmico anual de éstas es muy superior, llegando a una factura anual de 95.347€ [31]. Igual ocurre con la industria del sector textil, que requiere vapor para el tintado, producido por GNL, cuyo coste anual asciende a 93.773 € [31]. Y asimismo ocurre con la industria del sector ganadero, que requiere de calefacción para la zona de crías de cerdos, a través de procesos de calentamiento de agua a 60 °C, en este caso también con combustible gasoil, llegando a tener un coste anual de 50.453 € [31].

En base a todos los datos anteriores, se puede concluir, que de entre las diferentes tipologías de industrias corcheras, la industria preparadora de corcho, donde se realiza la primera operación de cocido del corcho, es la más adecuada para la integración de un sistema solar y se determina favorable su pre- viabilidad [116]. El poder disponer, a partir de un recurso solar, de agua precalentada para introducirla en el proceso de cocción podrá suponer un ahorro de combustible y una mayor eficacia en el proceso productivo, ya que se reducirían los tiempos de calentamiento de agua y se podría lograr una temperatura más estable durante toda la cocción. Además, los resultados obtenidos en este estudio podrían servir para otro tipo de industrias, como las indicadas anteriormente, con altas demandas de energía térmica para calentamiento de agua/vapor en sus procesos.

5.2 Industrias preparadoras de corcho en plancha

5.2.1 Análisis de número y ubicación de industrias preparadoras

En las diferentes tipologías de industrias corcheras analizadas en el apartado 5.1 se identificó el proceso de cocción de corcho en plancha, que realizan las industrias preparadoras, como el más indicado para incorporar una instalación solar de media temperatura.

Por ello, se realizó un estudio pormenorizado de la situación actual de estas industrias, a partir de las fuentes descritas en el apartado 4.3.1 y las entrevistas a los industriales que fueron necesarias, con el objetivo de conocer el número actual de industrias de este tipo existentes y posibles receptoras de esta tecnología, ya que, en los últimos años, por diferentes motivos, han cerrado algunas de ellas.

También se pudo determinar en qué número de industrias corcheras se ha sustituido la leña empleada para calentar el agua de cocción por quemadores de pellet, puesto que es en estas industrias donde se consideró que había más probabilidad de que se pudiese instalar el sistema solar de apoyo.

En la Figura 77, se presenta el número de industrias preparadoras con hervido tradicional activas en España, siendo el total de ellas 42, estando 34 de ellas en Extremadura (más del 80%), repartidas 29 en Badajoz y 5 en Cáceres. Hay que destacar que el número de empresas preparadoras ha descendido en los últimos años en Extremadura, ya que en el año 2014 había 56 empresas de esta tipología [67]. En San Vicente de Alcántara se concentran 23 empresas de preparación de corcho, lo que supone aproximadamente un 55% sobre el total de preparadoras en España.

En la Figura 78 se puede observar el número de estas industrias que tiene quemador de pellets y cuáles de ellas aún siguen utilizando leña como combustible. Observando como la mayoría de ellas, 26 empresas, han sustituido los hogares de leña por quemadores de biomasa, suponiendo un 62% del total de las industrias preparadoras en España.

En la Figura 79 se muestra el tipo de quemador empleado en las industrias que utilizan biomasa, siendo el mayor utilizado el quemador modelo Y-300, de menor tamaño, y en menor medida el quemador

modelo Y-500 de mayor envergadura. El número de instalaciones que tienen el quemador Y-300 suponen el 81% sobre el total de industrias que utilizan quemador.

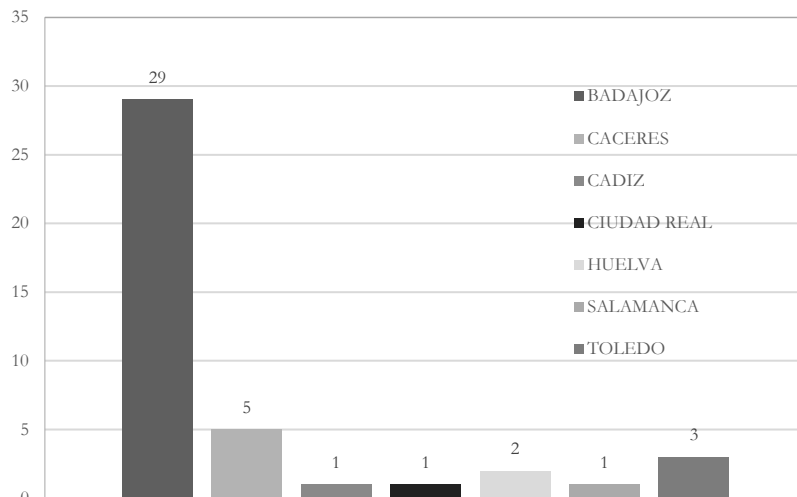


Figura 77. Industrias preparadoras en España.

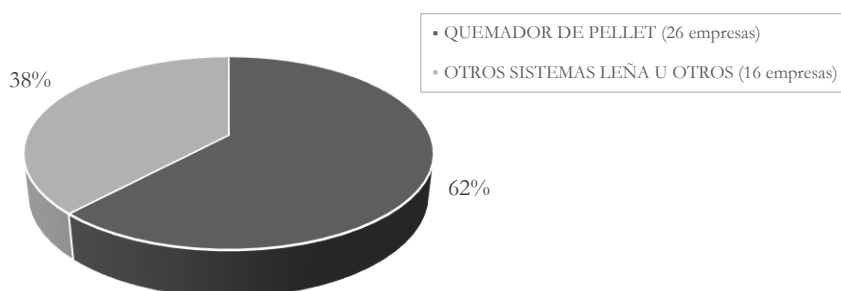


Figura 78. Industrias preparadoras según tipo de combustible.

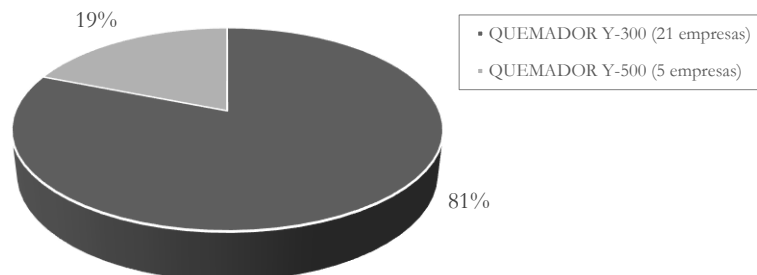


Figura 79. Industrias preparadoras según tipo de quemador.

En la Figura 80 se observa cuál es el reparto de las industrias por localidad en la provincia de Badajoz. Se puede apreciar también la bajada considerable del número de industrias preparadoras en la población de San Vicente de Alcántara, núcleo de referencia del sector corchero en Extremadura, y que ha pasado de

valores de 30 y 35 industrias preparadoras en los años 2.006 y 2.011 respectivamente, hasta las 23 empresas en funcionamiento en las fechas de este estudio (2021).

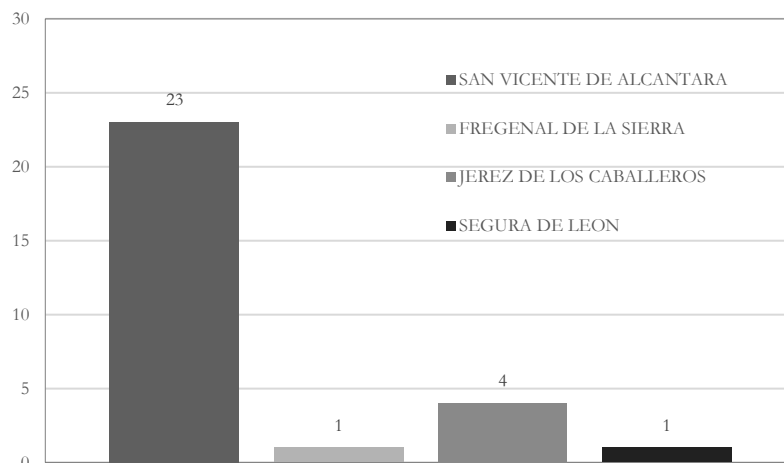


Figura 80. Industrias preparadoras por localidades en la provincia Badajoz.

En la Figura 81, se muestra cuál es el reparto por tipo de combustible en las industrias de la provincia de Badajoz.

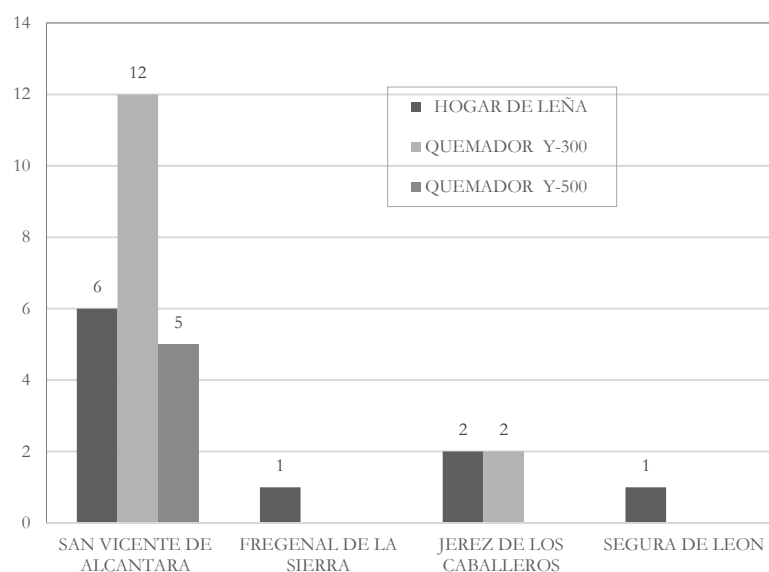


Figura 81. Industrias preparadoras según localidad y tipo de combustible en Badajoz.

Como se puede apreciar, el sistema de cocido mayoritario es aquel que tiene instalado el quemador de tamaño pequeño, estando instalado en un 52% de la totalidad de las industrias de San Vicente de Alcántara y suponiendo un 70% de las instalaciones con quemador en esa localidad. También se puede observar que siguen quedando empresas con hogar de leña en todas las localidades, aunque en un número muy inferior a las que utilizan quemador.

En la Figura 82 y Figura 83 se muestra el reparto de las industrias por localidad y tipo de combustible en la provincia de Cáceres. Se puede ver cómo el número de empresas en esta provincia es muy inferior

comparada con el número existente en Badajoz, además de comprobar que están dispersas en diferentes poblaciones y que aún todas ellas mantienen los hogares de leña, sin haber llegado a realizar el cambio de combustible.

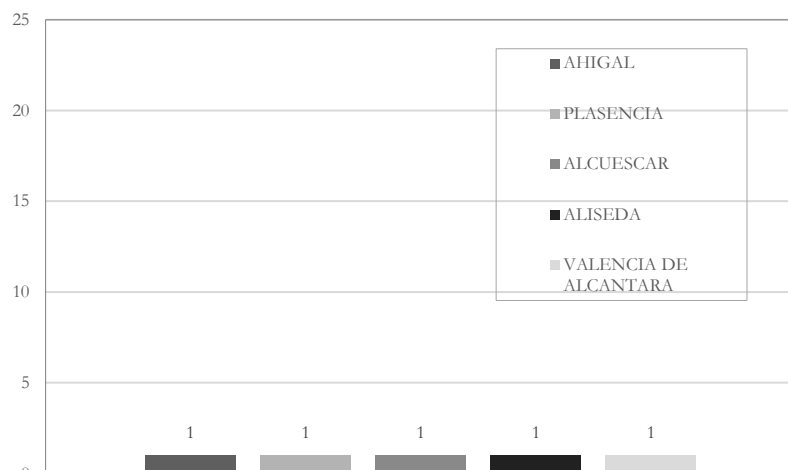


Figura 82. Industrias preparadoras por localidades en la provincia Cáceres.

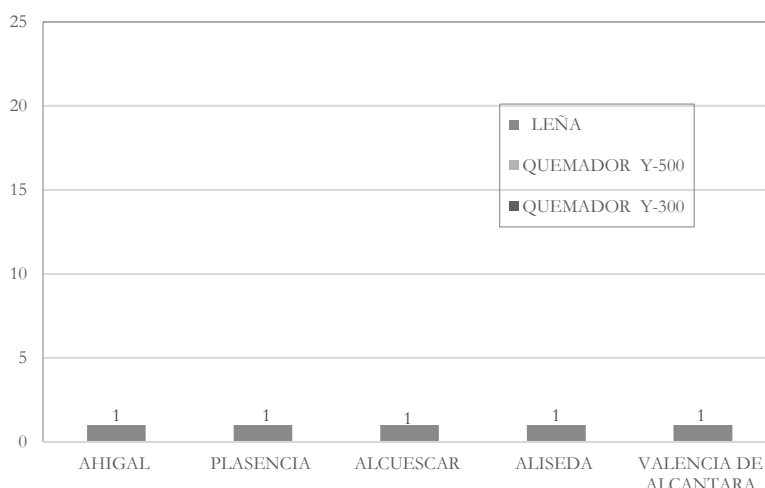


Figura 83. Industrias preparadoras según localidad y tipo de combustible en Cáceres.

5.2.2 Volumen de producción de las empresas preparadoras

Para profundizar más en el funcionamiento de este tipo de empresas, se realizaron entrevistas en 11 industrias preparadoras que accedieron a proporcionar información referente al número de trabajadores que tienen en plantilla, tipo de empresa constituida, datos de los periodos de cocción anual, mensual, semanal y diario. De las 11 empresas contactadas, dos mantenían la caldera de leña y el resto han hecho la sustitución de leña por pellet.

Se pudo determinar a partir de las entrevistas in situ, que todos los cambios de combustible, es decir el cambio de leña a pellet, se han producido a partir del año 2013, realizando los empresarios una valoración positiva en todos los casos ya que, aunque el coste económico del combustible no se ha reducido (el precio de pellet es algo superior al de la leña), las ventajas en otros conceptos son muchas: se reduce el tiempo de dedicación del personal, se gana en seguridad en el manejo y durante la cocción, en espacio de

almacenaje, limpieza, gastos de mantenimiento y sobre todo, en calidad y control de la cocción ya que la temperatura del agua se mantiene mucho más estable.

Por tanto, principalmente por esta última razón, por el control sobre la cocción, se centró el estudio en las empresas dotadas de instalación de quemador de pellet para el calentamiento del agua de cocción del corcho.

En la Tabla 27 se recogen los datos de los periodos de cocción anual, mensual, semanal y diario recogidos de las 9 empresas visitadas con dicho quemador de pellet.

En general, salvo que se trabaje a dos turnos (industria C), las empresas indicaron que realizan entre 5 y 9 cocciones al día. El horario habitual de trabajo es de 7:30 a 13:30 y de 15:00 a 17:00, sin embargo, hay gran variación en el funcionamiento mensual y semanal de las empresas. Unas empresas cuecen 6 meses al año (industria F), otras 7 meses (industria I), algunas 8 meses (industrias A, B, C, G y H) y otras, solo paran dos meses en verano por lo que trabajan 10 meses al año (industrias D y E).

Tabla 27. Datos de cocción de las empresas preparadoras de estudio.

EMPRESA	Meses al año	Semanas al mes	Días a la semana	Cocciones al día	Cocciones a la semana
A	8	4	4	7	28
B	8	4	4	9	36
C	8	1,4	4	12	60
D	10	4	5	8/5	37
E	10	4	5	7	35
F	6	4	3	8	24
G	8	4	3	7	21
H	8	4	2	7	14
I	7	3	3,5	8	28

Además de los meses de cocción, el número de días y/o semanas de trabajo también varió de unas empresas a otras. Las industrias D, I, y E, trabajan en la cocción todas las semanas y durante cinco días. Las industrias B, A y C, cuecen 4 días completos a la semana, ya que los miércoles cambian el agua, y además solo cuecen una semana de cada tres. Las industrias G y F suelen cocer 3 días, (lunes, martes y miércoles). La industria H cuece 2 días a la semana.

Para poder dimensionar correctamente la probable instalación de energía solar, es preciso conocer otros parámetros, como son, el volumen del recipiente de cocción, el volumen de agua una vez descontado el volumen de corcho, el número de cocciones/año, los kilogramos de corcho por cocción, y por ende, la producción anual de corcho cocido. Todos estos datos se obtuvieron en las visitas realizadas a las diferentes empresas y sus valores se recogen en la Tabla 28.

De los datos obtenidos y aportados por las industrias se puede determinar que el volumen del recipiente de cocción, denominado habitualmente caldera, aunque no conste de un volumen cerrado para la cocción, oscila entre 10 m³ y 26,25 m³. En términos generales los recipientes, por lo que se ha podido constatar en las visitas, tienen una profundidad de entre 3 y 3,5 m con unas dimensiones en planta de aproximadamente 2x3 m.

En cuanto al volumen de agua, valor también aportado por las industrias, varía entre 6 m³ y 16m³, ya que habitualmente señalan que suelen llenar la caldera hasta un 60% de su capacidad quedando cubierto el corcho por el agua, pero sin rebosar la caldera.

El número anual de cocciones oscila, según la capacidad de producción y el volumen de caldera de cada empresa, en un intervalo entre 450 y 1.500 cocciones/año.

La capacidad de corcho de cada calderada se sitúa entre 800 kg y 2.000 kg, habiendo podido constatar a partir de las visitas que, dependiendo del volumen del recipiente, las empresas preparan fardos de corcho de distinto tamaño y se introducen de dos en dos para cocerlos, salvo en la industria tipo A que tiene un recipiente de longitud doble (cabén cuatro fardos de una vez). Cada fardo de corcho pesa entre 300 kg y 800 kg según la empresa.

Por todo lo anterior, la producción anual de corcho cocido se encuentra en un intervalo de entre 460 t y 1.800 t según la industria.

Destacar que el empresario de la industria H solo aportó datos sobre el número anual de cocciones, no ofreciendo datos sobre el resto de variables.

Tabla 28. Datos de volúmenes de producción de las industrias preparadoras.

EMPRESA	Volumen caldera (m ³)	Volumen agua (m ³)	Nº anual aprox. de cocciones	Corcho por calderada (kg)	Producción anual de corcho (t)
A	21,00	12	900	2.000	1.800
B	15,12	13	1.150	1.200	1.380
C	13,78	9	675	1.000	675
D	16,20	12	1.500	1.200	1.800
E	10,12	6	1.400	800	1.120
F	18,00	16	575	1.600	920
G	26,25	14	675	1.400	945
H	-	-	450	-	-
I	10,00	6	575	800	460

5.2.3 Quemadores y consumos de pellets

De cada una de las industrias, para conocer mejor el proceso que se lleva a cabo en ellas y conocer así también sus consumos energéticos, se recogió información relativa a los quemadores instalados, su temperatura de consigna y cuál es el consumo diario y semanal de los mismos. Todos los valores se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Datos de quemadores y consumos de pellets de las industrias preparadoras.

EMPRESA	Modelo de quemador	T ^a consigna (°C)	Consumo diario pellet (kg)	Consumo semanal pellet (kg)
A	Y-300	-	-	-
B	Y-300	100	875	3.500
C	Y-500	96	1.250	5.000
D	Y-500	97	700	3.500
E	Y-300	100	450	2.250
F	Y-500	104	720	2.200
G	Y-500	102	500	1.500
H	Y-500	-	800	1.600
I	Y-300	98	520	1.800

De los datos recogidos, se observa que los quemadores que se han montado en estas industrias son todos de la marca Natural Fire, modelos Y-300 o Y-500. Tienen un cuadro de mando instalado junto al

recipiente de cocción en el que se controlan las distintas variables: la temperatura de consigna, la velocidad de entrada de combustible según potencia de trabajo (alta, media y baja), o la programación para puesta en marcha y apagado del quemador. También es posible conectarse a distancia y ver los datos de pantalla o configurarlo para que mande mensajes de alarma al móvil en caso de algún fallo en el funcionamiento.

Se recogió in situ la temperatura de consigna (de calentamiento del agua de cocción) que tienen configurada y el consumo semanal de pellet contabilizado. Algunas de ellas, como se muestra en la Tabla 29, no tienen configurados esos valores en el cuadro de mando, por ello no se han recogido estos en la misma. La temperatura de consigna, se verifica que en todos los casos, está próxima a los 100 °C como marca el CIPT [79].

Las diferencias de consumo que se aprecian entre unas empresas y otras son debidas, por un lado, a la potencia del quemador utilizado y el volumen de agua que usan, y por otro, a la forma de funcionamiento de la empresa. Oscilando el consumo diario de pellet entre 450 kg y 1.250 kg y el consumo semanal de pellet entre 1.600 kg y 3.500 kg.

5.2.4 Régimen de funcionamiento

Para recoger información relativa al modo de funcionamiento diario de las industrias, se realizó en dos de ellas una toma de datos continua durante todo un día de procesado. En concreto, este estudio más pormenorizado se realizó en las empresas D y E, empresas con diferentes volúmenes y producciones de corcho cocido, permitiendo tener un conocimiento del régimen de funcionamiento tipo de las industrias preparadoras.

De cada una de estas empresas se anotaron los inicios y fin de los ciclos de cocción a lo largo del día, incluyendo la T^a del vaso de cocción, el tiempo que se tarda en alcanzar de nuevo la temperatura de trabajo, el incremento de temperatura en ese intervalo y la potencia del quemador en cada uno de los intervalos de cocción.

Los datos de la empresa D, son los que se detallan en la Tabla 30. Como se muestra, la empresa tiene un recipiente de tamaño medio de 16,2 m³, con un funcionamiento normal a la semana y día, funcionando diez meses al año, parando los meses de julio y agosto. El volumen de agua de la caldera es de 12.000 l y adicionalmente se reponen al día entre 7.000 l y 8.000 l, obteniendo la industria este valor orientativamente a partir de un volumen medio estimado de 1.000 l por calderada. El quemador instalado es de tamaño Y-500 y tiene tres etapas de potencia programadas 330 kW, 250 kW y 120 kW.

Tabla 30. Datos de la industria preparadora D.

DIMENSIÓN CALDERA	3 x 3 x 1,8 m (16,2 m ³)	
VOLUMEN AGUA CALDERA (descontando volumen corcho)	12.000 l	
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	8 horas/día	5 días/semana
FUNCIONAMIENTO ANUAL	10 meses año (excluidos julio y agosto)	
HORARIO DE FUNCIONAMIENTO	06:00 a 13:00 y 14:30 a 17:00	
NÚMERO DE LLENADOS SEMANALES	Uno	
VOLUMEN DE AGUA ADICIONAL POR REPOSICIÓN (aprox. 1000 l por calderada, reponiéndose de manera continua durante el día)	7.000 - 8.000 l/día	
GENERADOR TÉRMICO	Quemador de Pellets	
POTENCIA (kW)	400/500 kW	
ETAPAS DE POTENCIA PROGRAMADAS	330kW – 250kW – 120kW	
PRODUCCIÓN (kg/h)	85-90 kg/h	
CONSUMO SEMANAL ESTIMADO	3.500 kg pellets/semana	

En esta industria, normalmente, el viernes a última hora de la tarde, dejan la caldera llena de agua limpia y lista para comenzar a operar el lunes a primera hora de la mañana. Para ello, el encendido del quemador está programado a las 20:00 h del domingo, para que se inicie el calentamiento del agua, y así, pueda estar a temperatura de régimen de funcionamiento (97 °C) a primera hora del lunes para comenzar a operar. Durante estas horas de calentamiento el quemador funciona a potencia máxima de trabajo, ajustada a 330 kW según cuadro del quemador y en ese espacio de tiempo el consumo aproximado de pellets es de 300 kg.

El resto de días, el quemador está programado para su encendido automático aproximadamente a las 4:30 h con una temperatura de consigna de 97 °C, y el quemador trabaja a potencia máxima hasta las 6:00 h de la mañana, cuando comienza la primera cocción. Una vez alcanzada la temperatura de consigna, el quemador reduce la potencia.

Para proceder al cocido de corcho, se introducen los fardos en el vaso de cocción. En un día tipo, la jornada de cocción se inicia a las 5:50 h y se realizan 8 calderadas. El quemador se apaga a las 16:40 h encontrándose el agua a una temperatura de 96,5 °C. Una vez se sacan de la caldera los últimos fardos de corcho del día, a las 16:50 h se realiza la última reposición de agua y se deja tapada la caldera. Transcurridos 20 minutos, la temperatura del agua se estabiliza a 96,3 °C. El quemador ya no vuelve a encenderse hasta las 4:30 h del día siguiente para repetir el ciclo. El consumo total de pellet de esta jornada es de aproximadamente 574 kg. Todos estos datos se indican en la Tabla 31. En el inicio de cada calderada, debido a la bajada de temperatura que se produce en la caldera al añadir el agua de recebo, el quemador trabaja a potencia máxima de 330 kW hasta que la temperatura vuelve a subir y alcanza de nuevo la temperatura de consigna, en ese momento la potencia del quemador se reduce a 120 kW para el mantenimiento de la temperatura de cocción hasta la siguiente calderada.

Tabla 31. Datos de funcionamiento de un día tipo para la industria D.

INICIO COCCIÓN	Tª(°C) (tras introducir los fardos de corcho)	Tiempo (min) (hasta alcanzar temperatura de trabajo de 97°C)	Variación de Tª(°C)
1ª 5:50 h	93	20	4
2ª 7:05 h	93	20	4
3ª 8:25 h	93	20	4
4ª 9:50 h	95	15	3
5ª 11:05 h	92,8	20	4,2
6ª 12:25 h	95	6	2
7ª 14:00 h	94,6	15	2,4
8ª 15:25 h	95	15	3

Los datos de la empresa E se presentan en la Tabla 32. Como se puede apreciar, tiene un recipiente de tamaño pequeño de 10,12 m³, con un funcionamiento normal a la semana y día, operando diez meses al año, parando los meses de julio y agosto. El volumen de agua de la caldera es de 6.000 l y adicionalmente se reponen al día, al igual que en el caso anterior, entre 7.000 l y 8.000 l. El quemador instalado es de tamaño Y-300. Y tiene tres etapas de potencia programadas 300 kW, 200 kW y 140 kW.

Tabla 32. Datos de la industria preparadora E.

DIMENSIÓN CALDERA	2,25 x 1,5 x 3 (10,12 m ³)	
VOLUMEN AGUA CALDERA (descontando volumen corcho)	6.000 l	
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	8 horas/día	5 días/semana
FUNCIONAMIENTO ANUAL	10 meses año (excluidos julio y agosto)	
HORARIO DE FUNCIONAMIENTO	07:30 a 13:00 y 14:30 a 17:00	
NÚMERO DE LLENADOS SEMANALES	Uno	
VOLUMEN DE AGUA ADICIONAL POR REPOSICIÓN (aprox. 1000 l por calderada, reponiéndose de manera continua durante el día)	7.000 - 8.000 l/día	
GENERADOR TÉRMICO	Quemador de Pellets	
POTENCIA (kW)	140/300 kW	
ETAPAS DE POTENCIA PROGRAMADAS	300kW – 200kW – 140kW	
PRODUCCIÓN (kg/h)	27-70 kg/h	
CONSUMO SEMANAL ESTIMADO	2.200 kg pellets/semana	

El modo de funcionamiento de esta industria es similar a la industria D. Así pues, el viernes a última hora de la tarde también dejan la caldera preparada y llena de agua limpia para comenzar a operar el lunes a primera hora de la mañana. Sin embargo, el encendido del quemador lo tienen programado para la tarde del domingo, el quemador se pone en marcha unas horas, habitualmente de 15:00 a 19:00 h, para comenzar el calentamiento del agua. Durante este calentamiento previo a la jornada de producción, el consumo de pellets es 250 kg y la temperatura del agua se eleva desde 22 °C hasta 75 °C, aproximadamente. Posteriormente, el lunes, cinco horas antes de comenzar a cocer, programan el quemador para que se ponga nuevamente en marcha y así terminar de elevar la temperatura del agua, ya que aún necesita subir entre 25 °C y 30 °C. Durante esas horas de calentamiento previo, el quemador normalmente funciona a su potencia máxima de trabajo ajustada a 300 kW, según cuadro del quemador. Una vez alcanzada la temperatura de consigna (99 °C -100 °C), se reduce la potencia del mismo.

Para proceder al cocido de corcho, se introducen los fardos en el vaso de cocción. La primera cocción se inicia a las 6:45 h y dura 70 minutos, a continuación, la segunda calderada comienza a las 7:55 h con una duración también aproximada de 70 minutos y asimismo, la tercera calderada y sucesivas, a las 9:10, 10:25, 11:40, 12:55, 14:20 y 15:40 h. El quemador se apaga cuando finalizó la última cocción del día. Durante las cocciones se añade agua manualmente de forma gradual para reponer las pérdidas debidas a la evaporación y a la absorción del corcho en cada calderada. El volumen de agua de reposición diaria oscila dependiendo de la cantidad de corcho cocida, pero se estimó en un volumen próximo a los 10.000 l. En el inicio de cada calderada, debido a la bajada de temperatura que se produce en la caldera al añadir el agua de recebo, el quemador trabaja a potencia máxima de 300 kW hasta que la temperatura vuelve a subir y alcanza de nuevo la temperatura de consigna, en ese momento la potencia del quemador se reduce a 140 kW para el mantenimiento de la temperatura de cocción hasta la siguiente calderada. Todos estos datos se anotaron en la Tabla 33.

Tabla 33. Datos de funcionamiento de un día tipo para la industria E.

INICIO COCCIÓN	T ^a (°C) (tras introducir los fardos de corcho)	Tiempo (min) (hasta alcanzar temperatura de trabajo de 99°C)	Variación de T ^a (°C)
1ª 6:40 h	93,37	26	4
2ª 7:56 h	91,75	30	8
3ª 8:58 h	89,87	27	8
4ª 10:32 h	89,00	40	6
5ª 11:40 h	90,66	40	9
6ª 12:56 h	89,39	26	7
7ª 14:24 h	89,48	40	8
8ª 15:40 h	92,01	40	6

5.3 Estudio de demanda térmica mediante monitorización

5.3.1 Estudio de día tipo de cocción

Para poder tener una primera aproximación al perfil térmico de la corchera, como se indicó en el apartado Materiales y Métodos, fue necesario evaluar en detalle un día tipo de cocción, para lo que se seleccionó dentro de un mes tipo de campaña, concretamente del día 11 de marzo.

Este estudio consistió en cuantificar el número de calderadas que se realizaron, en qué momentos, cuánto duraron, el volumen de agua añadida en cada una de ellas, la temperatura del agua añadida, y la variación de temperatura en el vaso de cocción, puesto que con todo ello se puede establecer la demanda térmica del proceso.

Para poder saber el número de calderadas por jornada se obtuvo del registro la evolución de la temperatura T_{s1} medida a través de la sonda superior izquierda colocada en la caldera. Dicha evolución se presenta en la Figura 84. Se puede observar cómo se produce una variación de temperatura puntual en los momentos que el corcho se extrae después de cada calderada, ya que la sonda superior se queda descubierta bajando la temperatura. A continuación, se produce la introducción de agua de recebo para mantener el nivel de cocción y la temperatura vuelve a subir. Así se puede ver fácilmente en el gráfico que este día de trabajo se produjeron ocho calderadas (correspondientes con los intervalos que se observan en la gráfica).

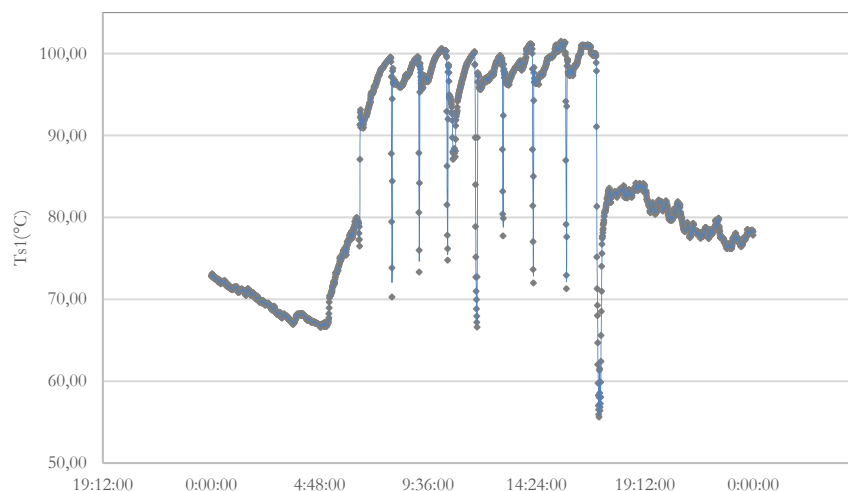


Figura 84. Evolución de la temperatura T_{s1} que marca el número de calderadas al día.

En la Figura 85, se observa la distribución del volumen por calderada, y también la duración de las mismas. Así, se realizaron ocho calderadas de cocción de corcho que duraron más de una hora cada una de ellas, llegando la calderada número 7 al máximo de duración de 1:28 horas, es decir, 28 minutos más del mínimo que marca el CIPT [79]. Esto es debido a que en la planta comienzan a contabilizar la hora de cocción cuando el agua empieza a hervir a temperaturas ya cercanas a los 100 °C. Además, se observó que el volumen de agua medio empleado por calderada fue de 1.415 l, siendo el volumen máximo por calderada de 2.131 l y el mínimo de 800 l.

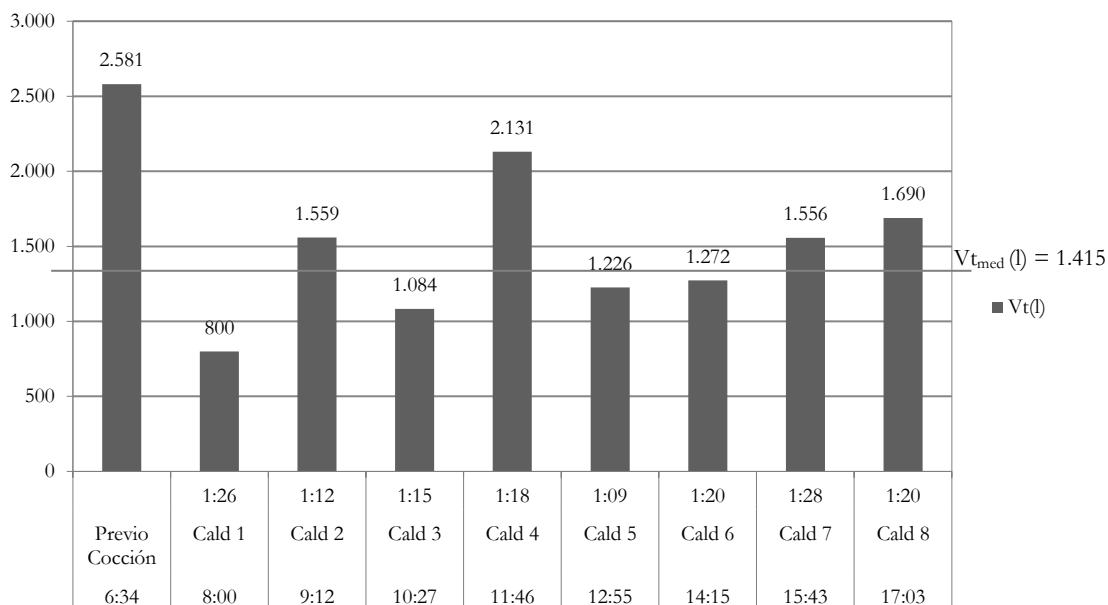


Figura 85. Duración de calderadas de cocción y volumen por calderada.

En la Figura 86, se observa la variación de las temperaturas máximas y mínimas durante cada proceso de cocción, obtenidas de las sondas colocadas a media altura en la caldera. Como puede comprobarse, en cada una de las calderadas, el agua llegó a temperaturas ligeramente por encima de los 100 °C, con máximos de 100,44°C, con fluctuaciones en cada cocción debido a la introducción del corcho y al volumen de agua añadido. Destaca la temperatura mínima que se midió en el proceso al inicio de la primera calderada de 89,62°C. Previamente al inicio de la primera cocción la temperatura fue mucho menor, de 79,20°C, de ahí que durante varias horas antes de las 6:34 h, que es cuando inicia la primera calderada, el quemador tuviera que estar funcionando para poder elevar la misma hasta 92,61°C, una temperatura ya razonable para comenzar la primera cocción.

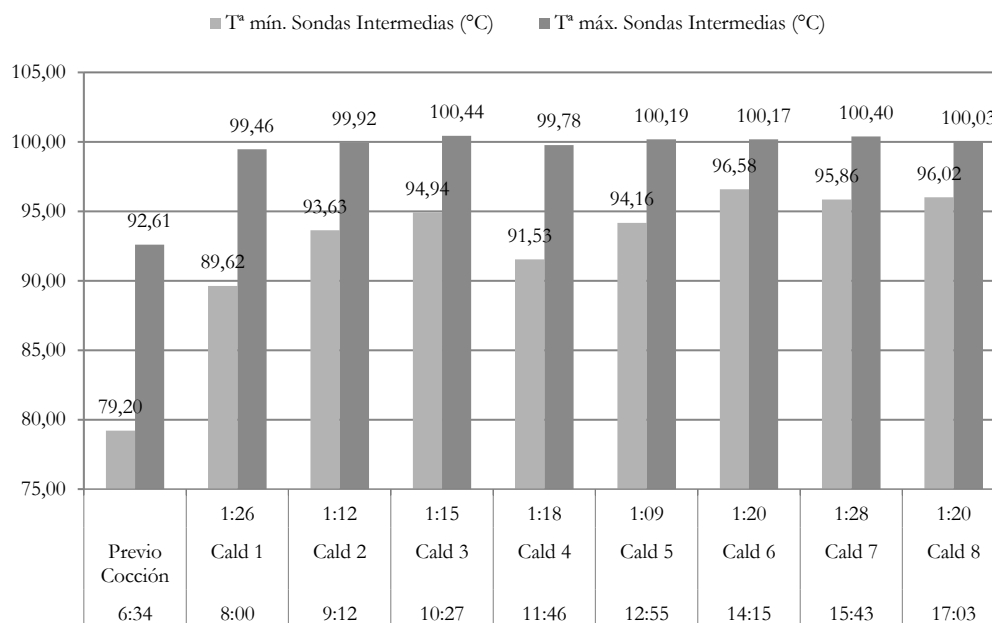


Figura 86. Temperaturas máximas y mínimas durante cocción.

En la Figura 87 se representa el incremento de temperatura de las sondas intermedias. Se puede observar cómo es mayor a principio de la mañana (13,41 °C) y menor al final de la tarde (4,01 °C), con picos intermedios coincidentes con los momentos en los que se añade más volumen de agua, como ocurre en la calderada número cuatro, donde se llega a producir un incremento de 8,25 °C. El salto térmico medio que se produce en la caldera es de 6,83 °C.

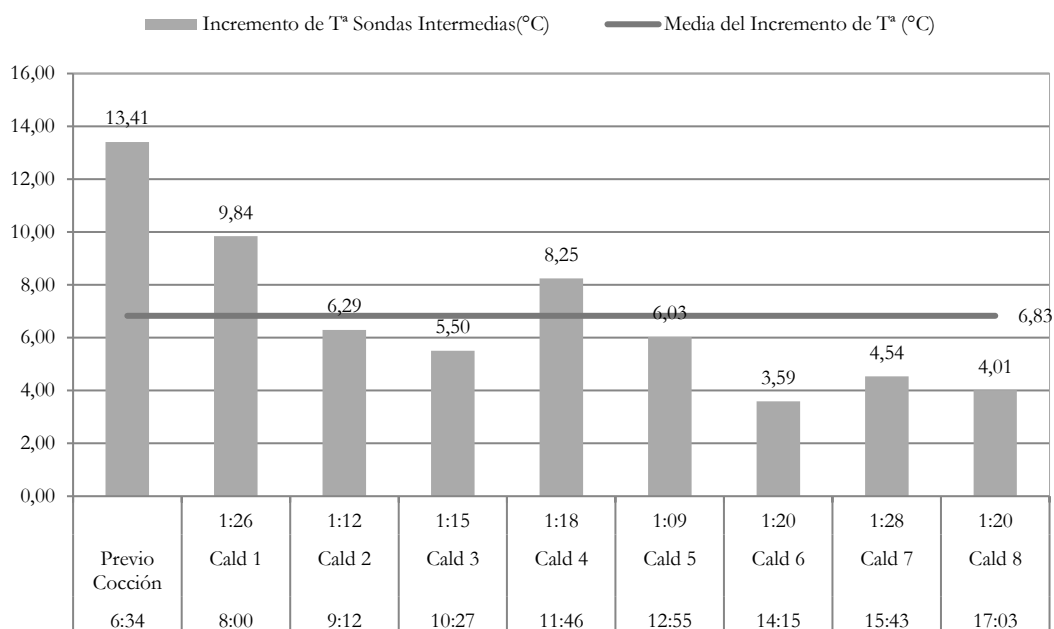


Figura 87. Incrementos de temperaturas en el vaso de cocción.

En la Tabla 34 se detalla el volumen de agua añadido para cada calderada con indicación de su procedencia, si procede del depósito (V_{dep}) o procede del pozo (V_{poz}), observando que se introduce mayor cantidad de agua del primero que del segundo. Del depósito la menor cantidad que se introduce es 478 l y la cantidad mayor 1.834 l, sin embargo, del pozo como máximo se llegaron a introducir 394 l. También se recoge en la tabla la temperatura media a la que entra el agua en la caldera procedente del depósito en cada reposición ($T_{m\ dep}$) y del agua procedente del pozo ($T_{m\ poz}$), pudiendo apreciar que ambas temperaturas oscilan aproximadamente en el mismo intervalo de valores, la temperatura del depósito oscila entre 18,45 °C y 22,91 °C, y la temperatura del pozo entre 16,74 °C y 22,48 °C. Se incorpora a la tabla los valores de los incrementos medios de las sondas intermedias colocadas en la caldera (ΔT_{medio}).

Tabla 34. Datos de volúmenes y temperaturas de agua introducida en la caldera para la cocción.

Hora	Calderada	Duración Cald.	V_{dep} (l)	V_{poz} (l)	$T_{m\ dep}$ (°C)	$T_{m\ poz}$ (°C)	ΔT_{medio} (°C)
6:34	Previo Cocción	0:00	478	380	18,45	16,74	13,41
8:00	Calderada 1	1:26	631	169	22,91	22,48	9,84
9:12	Calderada 2	1:12	1.326	233	20,84	18,87	6,29
10:27	Calderada 3	1:15	937	147	21,25	18,23	5,50
11:46	Calderada 4	1:18	1.834	297	19,65	18,88	8,25
12:55	Calderada 5	1:09	952	274	20,80	18,60	6,03
14:15	Calderada 6	1:20	1.043	229	19,64	20,88	3,59
15:43	Calderada 7	1:28	1.276	280	21,72	21,66	4,54
17:03	Calderada 8	1:20	1.296	394	20,76	21,22	4,01

En la Tabla 35 se presentan las demandas térmicas según la procedencia del agua en cada calderada y el total de la jornada, calculadas según las ecuaciones del apartado 4.4.3. La demanda térmica calculada para el volumen de agua que se introduce del pozo es la menor de las tres siendo de 224,6 kWh. Le sigue la demanda térmica proveniente del agua que se mantiene en la caldera con un valor de 336,65 kWh. Y la mayor demanda térmica proviene del agua que se introduce del depósito teniendo un valor de 899,63 kWh. Con todo ello, la demanda térmica de un día tipo de cocción ($D_{\text{día tipo}}$), calculada según la ecuación (18) como la suma de las demandas de cada una de las calderadas diarias, es de 1460,34 kWh.

Tabla 35. Demandas térmicas de un día tipo de cocción en una industria preparadora.

Hora	Calderada	$D_{\text{renov pozo}}$ (kWh)	$D_{\text{renov depos}}$ (kWh)	$D_{\text{agua caldera}}$ (kWh)	$D_{\text{calderada}}$ (kWh)
6:34	Previo Cocción	36,70	45,22	79,99	161,90
8:00	Calderada 1	15,20	56,42	59,35	130,98
9:12	Calderada 2	21,93	121,76	32,40	176,09
10:27	Calderada 3	13,94	85,59	31,36	130,90
11:46	Calderada 4	27,95	170,95	37,00	235,90
12:55	Calderada 5	25,87	87,47	33,39	146,73
14:15	Calderada 6	21,02	97,23	19,69	137,93
15:43	Calderada 7	25,45	115,87	23,40	164,72
17:03	Calderada 8	36,01	119,13	20,05	175,18
TOTAL		224,06	899,63	336,65	1460,34

En la Figura 88, se presentan los valores de la demanda térmica del proceso, diferenciando su procedencia según se trate de agua procedente del pozo, agua procedente del depósito o agua que ya existe en el interior de la caldera. Como se puede observar en dicho gráfico, la mayor demanda energética proviene de la entrada de agua del depósito.

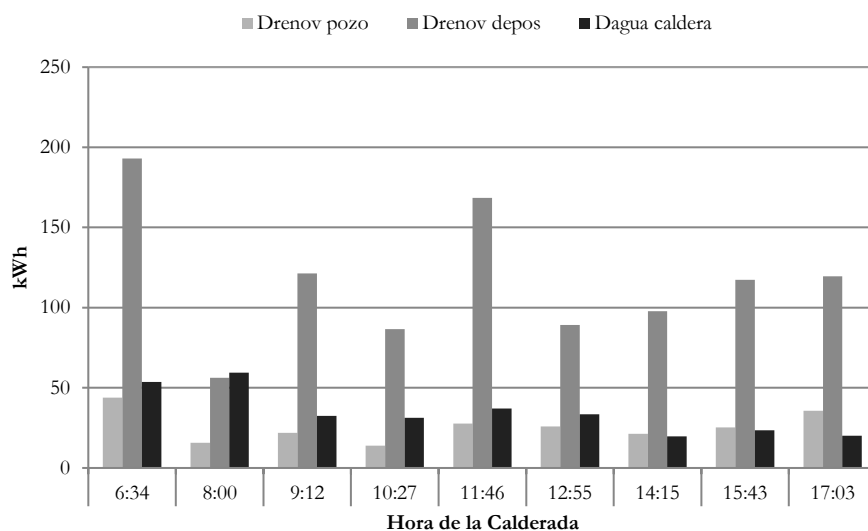


Figura 88. Demandas térmicas.

Como se puede apreciar en la Figura 89, el volumen de agua que se incorpora a la cocción procedente del depósito (V_{dep}) o del pozo (V_{poz}), es inferior al volumen de agua medio que se mantiene en la caldera (V_{caldera}), sumando entre los tres la capacidad total de agua de la misma.

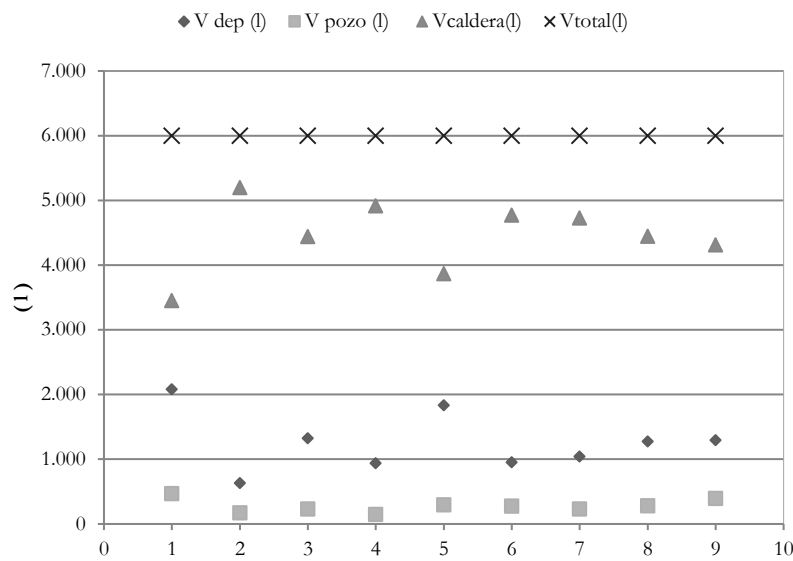


Figura 89. Volúmenes de aporte.

Con los resultados de ambos gráficos se puede concluir que la mayor demanda energética del agua del depósito es la debida al salto térmico necesario, de aproximadamente 80 °C, desde la temperatura del agua en el depósito (temperatura media de 20 °C) hasta los 100 °C requeridos en el proceso.

5.3.2 Estudio de un día tipo de llenado

En la Tabla 36 se reflejan los valores obtenidos de demanda térmica para un día de llenado, en concreto el día 10 de marzo, calculado según se detalló en el apartado 4.4.4. Se puede observar que el volumen de agua introducido procedente del depósito fue de 4.998,89 l y que el volumen de agua introducida desde el pozo fue de 799,74 l. También se indica la temperatura media a la que entraron ambos flujos de fluidos, siendo la demanda térmica de un día tipo de llenado (D_{llenado}) de 534,48 kWh.

Tabla 36. Demanda térmica de un día de llenado.

$V_{\text{dep}}(\text{l})$	$V_{\text{pozo}}(\text{l})$	$T_{\text{m dep}} (\text{°C})$	$T_{\text{m pozo}} (\text{°C})$	$D_{\text{renov deposito}} (\text{kWh})$	$D_{\text{renov pozo}} (\text{kWh})$	$D_{\text{llenado}} (\text{kWh})$
4.998,89	799,74	20,67	19,73	460,01	74,47	534,48

5.3.3 Consumo energético y rendimiento del sistema

Para poder completar el perfil térmico del proceso se necesita conocer el consumo de combustible, dato cuyo registro no se pudo automatizar, debido a la configuración del sistema del quemador. Por ello, este dato se tomó manualmente, desde el panel de control del quemador, durante toda la semana del 11 al 15 de marzo.

El cálculo del consumo energético diario se determinó partiendo del consumo de pellet diario anotado M_{pellet} y de su poder calorífico a través de la ecuación (22). El rendimiento del sistema se obtuvo dividiendo la demanda térmica entre el consumo energético según la ecuación (23). Para poder determinarlo hubo que calcular la demanda energética diaria tipo de cada día de la semana muestreada ($D_{\text{día tipo}}$), de lunes a viernes, siguiendo la metodología detallada en el punto 4.4.3.

Así pues, en la Tabla 37, se presentan los resultados del consumo diario de pellet, los kilos de corcho cocidos y el número de calderadas realizadas cada día, el consumo energético diario, la demanda térmica tipo y el rendimiento del sistema.

Tabla 37. Consumo energético y rendimiento del sistema.

MARZO	Día	Calderadas/ Jornada	Q_{corcho} (kg)	M_{pellet} (kg)	Consumo Energético Diario (kWh)	$D_{\text{día tipo}}$ (kWh)	Rendimiento del sistema
Lunes	11	8	6.400	501	2.615	1.460	0,56
Martes	12	8	6.400	514	2.683	1.487	0,55
Miércoles	13	8	6.400	511	2.667	1.421	0,53
Jueves	14	8	6.400	492	2.568	1.372	0,53
Viernes	15	8	6.400	477	2.490	1.380	0,55
Valor medio				499	2.605	1.424	0,54

Se observa que la producción de corcho es estable todos los días (cada día se cuecen 6.400 kg de corcho) y también es estable el número de calderadas (8 cada día), por lo que el consumo de pellets también es regular, oscilando en una horquilla de entre 477 kg a 514 kg, con una media semanal de 499 kg.

Por tanto, el consumo energético también es aproximadamente constante cada día de la semana para una producción estable de corcho cocido, oscilando en un intervalo entre 2.490 kWh a 2.683 kWh, con una media semanal de 2.605 kWh.

En cuanto a la demanda térmica de cada día, tampoco hay una variabilidad significativa siendo el menor valor el correspondiente al jueves con un valor de 1.372 kWh y correspondiendo el mayor con el del martes con un valor 1.487 kWh, obteniendo una media de 1.424 kWh.

Sobre el rendimiento del sistema, siendo este el compuesto por la caldera abierta de cocción de corcho y el quemador de pellets, se observa que el valor es muy bajo (54%) sobre todo si se compara con otro tipo de sistemas o calderas, como puedan ser, calderas de biomasa, que pueden llegar a tener un rendimiento del 85% [89]. Para el caso de calderas industriales de vapor, aunque el rendimiento energético pueda oscilar en un rango variable en función del uso, el tipo de combustible y el grado de sobredimensionamiento, el rendimiento energético suele encontrarse alrededor del 89,4 %. Por otro lado, existen calderas pirotubulares que operan en un rango de eficiencia bruta entre 88% y 92% [156]. En otras calderas de biomasa, como las calderas bagaceras que trabajan a bajas presiones, utilizadas por ejemplo en la industria azucarera, la eficiencia energética está en el intervalo de 73–75 %, y las máximas eficiencias alcanzadas en este tipo de calderas están en el orden del 76 – 80 %[157].

Por otro lado, se determinó también el valor del consumo energético por kg de corcho (C_{e_kg}) según la ecuación (24) partiendo de los kilos de corcho que se cocieron cada día (Q_{corcho}). Los valores se reflejan en la Tabla 38, obteniendo 0.41 kWh/kg. Este valor es similar al que ofrecen algunos autores, en concreto Forgues, C. [158] hace referencia al consumo de energía del proceso de cocción del corcho con una caldera de fuel dando un valor de 0.6 kWh/kg de corcho y también aporta el valor de 0.4 kWh/kg para otra industria corchera con sistema no determinado. Por su parte Almeida, G. [159] recoge el consumo de energía de la cocción y otras tareas de preparación de corcho necesarias para fabricar 1.000 tapones naturales y 1.000 tapones técnicos, resultando que, con el cocido a través de caldera de gas propano, se consume 14,8711 kWh y 7,5195 kWh para cocer 35,4 kg y 17,9 kg respectivamente, esto es 0,42 kWh/kg.

Tabla 38. Consumo energético por kg de corcho.

MARZO	Día	Consumo Energético Diario (kWh)	Q _{corcho} (kg)	C _{e.kg} (kWh/kg)
Lunes	11	2.615	6.400	0,41
Martes	12	2.683	6.400	0,42
Miércoles	13	2.667	6.400	0,42
Jueves	14	2.568	6.400	0,40
Viernes	15	2.490	6.400	0,39
Consumo energético medio (kWh/kg)				0,41

5.3.4 Estudio demanda térmica mensual y anual

Conociendo la demanda térmica de un día tipo de cocción y la de un día tipo de llenado, se calculan en este apartado la demanda térmica mensual y anual, siguiendo la metodología descrita en el apartado 4.4.6.

Para la obtención de la demanda térmica mensual, se calculó la demanda térmica de un día tipo de cocción de cada mes del periodo estudiado ($D_{\text{día tipo}}$), dando los resultados que se recogen en la Tabla 39, y se determinó la demanda térmica de un día tipo de llenado de cada mes del periodo estudiado (D_{llenado}), recogiendo los valores en la Tabla 40.

Tabla 39. Demanda térmica de un día tipo de cocción mensual.

Mes	D _{renov depósito} (kWh)	D _{renov pozo} (kWh)	D _{agua caldera} (kWh)	D _{día tipo} (kWh)
ABRIL	861,76	342,55	282,80	1.487,11
MAYO	747,79	354,16	293,31	1.395,26
JUNIO	873,65	296,20	241,79	1.411,64
SEPTIEMBRE	779,93	365,25	234,01	1.379,19
OCTUBRE	932,33	277,82	251,54	1.461,69
NOVIEMBRE	976,53	346,07	305,36	1.627,96
DICIEMBRE	1.034,61	285,23	337,66	1.657,50
ENERO	1.010,85	288,06	315,18	1.614,09
FEBRERO	1.022,64	269,97	324,57	1.617,19
MARZO	899,63	224,06	336,65	1.460,34
VALOR MEDIO				1.511,20

Se aprecia como en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero, los valores de la demanda térmica de un día tipo de cocción son superiores al resto de meses, estando comprendidos en un intervalo entre 1.614,09 kWh y 1.657,50 kWh. El resto de meses, están comprendidos entre 1.379,19 kWh y 1.487,11 kWh.

Tabla 40. Demanda térmica de un día tipo de llenado mensual.

Mes	D _{renov depósito} (kWh)	D _{renov pozo} (kWh)	D _{llenado} (kWh)
ABRIL	479,44	98,16	577,60
MAYO	393,85	106,70	500,56
JUNIO	435,62	88,25	523,86
SEPTIEMBRE	444,09	77,77	521,86
OCTUBRE	403,19	108,43	511,62
NOVIEMBRE	512,41	106,70	619,11
DICIEMBRE	546,57	101,38	647,95
ENERO	468,30	129,13	597,43
FEBRERO	501,27	105,13	606,40
MARZO	460,01	74,47	534,48
VALOR MEDIO			564,09

En los valores de la demanda térmica de un día tipo de llenado (Tabla 40) también se aprecia como en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero, los valores son superiores al resto de meses, estando comprendidos en un intervalo entre 597,43 kWh y 647,95 kWh. El resto de los meses están comprendidos entre 500,56 kWh y 577,60 kWh.

Por otro lado, la demanda mensual (D_{mes}) se calculó multiplicando la demanda térmica del día tipo o llenado, por el número de días que se realizó dicha operación en cada mes (N° días tipo o N° días llenado), siguiendo la ecuación (25). La demanda anual del proceso (D_{anual}) se calculó sumando la demanda mensual de los meses en los que hay producción en la industria, según la ecuación (26). Los resultados se muestran en la Tabla 41 de donde se puede extraer la conclusión de que los meses con mayor demanda térmica son noviembre, diciembre y enero, con valores de 38.291,54 kWh, 38.047,33 kWh y 39.513,85 kWh respectivamente. En el resto de los meses, la demanda oscila en el intervalo entre 30.193,14 kWh y 35.665,46 kWh. Por su parte, la demanda térmica anual tiene un valor de 349.770,50 kWh.

Tabla 41. Demanda térmica mensual y anual.

Mes	D día tipo (kWh)	D llenado (kWh)	N° días tipo	N° días llenado	D _{mes} (kWh)
ABRIL	1.487,11	577,60	21,00	5,00	34.117,27
MAYO	1.395,26	500,56	23,00	4,00	34.093,12
JUNIO	1.411,64	523,86	21,00	4,00	31.739,94
SEPTIEMBRE	1.379,19	521,86	20,00	5,00	30.193,14
OCTUBRE	1.461,69	511,62	23,00	4,00	35.665,46
NOVIEMBRE	1.627,96	619,11	22,00	4,00	38.291,54
DICIEMBRE	1.657,50	647,95	21,00	5,00	38.047,33
ENERO	1.614,09	597,43	23,00	4,00	39.513,85
FEBRERO	1.617,19	606,40	20,00	4,00	34.769,36
MARZO	1.460,34	534,48	21,00	5,00	33.339,49
Demanda térmica anual (D_{anual}) (kWh)					349.770,50

5.3.5 Volúmenes medios, máximos y mínimos

Para poder diseñar correctamente el prototipo solar complementario a la instalación, se precisó conocer los volúmenes medios, máximos y mínimos de reposición por cada calderada. Para ello se realizó la media de los valores de los volúmenes por calderada ($V_{i cal}$) recogidos en los días tipos estudiados, obteniendo un valor de volumen medio por calderada mes ($V_{m_mes_rep}$), el volumen máximo añadido ($V_{m\acute{a}x_mes_rep}$) y el volumen mínimo ($V_{m\acute{i}n_mes_rep}$), calculando posteriormente la media anual de los tres valores anteriores según se indicó en el apartado 4.4.7. Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 42.

Como se puede observar, el volumen medio mensual añadido por calderada se sitúa en una horquilla de entre 1.352,89 l y 1.507,56 l teniendo un valor medio de 1.451,92 l. Por su parte, el volumen mínimo añadido varía desde cantidades de 270 l hasta 954 l, con un volumen mínimo medio de reposición al año de 678,70 l. El volumen máximo añadido se encuentra en el intervalo entre 1.879 l y 2.959 l, teniendo un valor medio anual de 2.268 l.

Tabla 42. Volúmenes medios, máximos y mínimos de recebo diarios.

Volúmenes de agua reposición en día tipo de cocción										
	ABR.	MAY.	JUN.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	ENE.	FEB.	MAR.
Previo Cocción	2.665,00	1.850,00	1.583,00	1.450,00	1.133,00	270,00	1.953,00	1.147,00	1.640,00	858,00
Cald1	474,00	1.140,00	954,00	1.877,00	496,00	321,00	765,00	828,00	1.089,00	800,00
Cald2	1.364,00	2.139,00	1.667,00	1.114,00	1.433,00	1.856,00	1.753,00	1.772,00	1.611,00	1.559,00
Cald3	806,00	758,00	1.206,00	1.341,00	1.550,00	1.504,00	1.506,00	1.376,00	1.154,00	1.084,00
Cald4	1.605,00	341,00	1.879,00	1.445,00	1.375,00	2.363,00	1.948,00	1.467,00	2.280,00	2.131,00
Cald5	1.004,00	1.465,00	1.714,00	1.694,00	2.050,00	2.959,00	1.407,00	1.995,00	1.930,00	1.226,00
Cald6	822,00	1.774,00	961,00	1.310,00	1.507,00	801,00	1.229,00	969,00	928,00	1.272,00
Cald7	2.027,00	1.534,00	1.772,00	2.305,00	2.015,00	1.430,00	1.523,00	2.327,00	1.414,00	1.556,00
Cald8	2.095,00	1.599,00	1.832,00	931,00	1.940,00	1.579,00	1.103,00	960,00	1.344,00	1.690,00
$V_{m_mes_rep}$ (l)	1.429,11	1.400,00	1.507,56	1.496,33	1.499,89	1.453,67	1.465,22	1.426,78	1.487,78	1.352,89
$V_{mín_mes_rep}$ (l)	474,00	341,00	954,00	931,00	496,00	270,00	765,00	828,00	928,00	800,00
$V_{máx_mes_rep}$ (l)	2.665,00	2.139,00	1.879,00	2.305,00	2.050,00	2.959,00	1.953,00	2.327,00	2.280,00	2.131,00
VALORES MEDIOS ANUALES (l)										
$V_{m_año_rep}$ (l)						1.451,92				
$V_{mín_año_rep}$ (l)						678,70				
$V_{máx_año_rep}$ (l)						2.268,80				

También se determinaron los volúmenes utilizados en los días de llenado tipo del mes ($V_{llenado\ mes}$), y se calculó posteriormente la media anual de dichos valores ($V_{m_año_llen}$). Los resultados se muestran en la Tabla 43 y se representan en la Figura 90, oscilando las cantidades añadidas entre 5.722,47 l y 6.473,38 l, teniendo un valor de media de 6.037,09 l.

Tabla 43. Volúmenes de reposición total de agua.

	$V_{llenado\ mes}$ (l)
ABRIL	5.974,00
MAYO	5.722,47
JUNIO	6.079,10
SEPTIEMBRE	6.139,18
OCTUBRE	5.731,30
NOVIEMBRE	6.248,02
DICIEMBRE	6.473,38
ENERO	5.894,54
FEBRERO	6.310,23
MARZO	5.798,63
$V_{m_año_llen}$ (l)	6.037,09

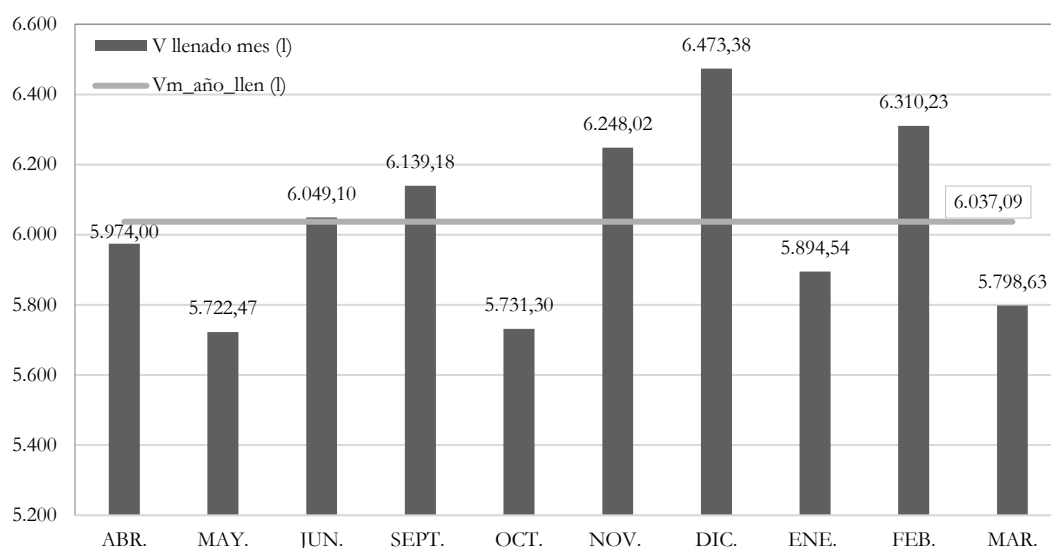


Figura 90. Volúmenes medios de llenado.

También se determinó el volumen de agua por calderada de corcho (V_{corcho}) según lo descrito en el apartado 4.4.7. Habiendo obtenido 1.451,92 l para el volumen medio de agua por calderada y considerando los 800 kg de corcho por calderada se obtiene un valor de 1,77 l/kg de corcho, que se encuentra en el rango facilitado por Corticeira Amorim [160] que recoge un consumo de agua de 15.060 m³ para realizar la cocción de 10.751.321 kg de corcho, esto es 1,40 l/kg de corcho.

5.4 Prediseño de prototipo solar en industria corchera

5.4.1 Determinación de colectores y volumen de acumulación

Como se indicó en el capítulo de Materiales y Métodos, para realizar las simulaciones necesarias con el fin de determinar el valor óptimo del volumen de acumulación y del número de colectores, se utilizó el simulador solar para procesos industriales Ressspi. Para ello, por un lado hubo que establecer los parámetros siguientes, que el programa demanda, como se explicó en el apartado 4.5.2:

- Tipo de combustible usado actualmente: Pellet
- Tipo de modelo de negocio: Llave en mano
- Localización del sistema solar: San Vicente de Alcántara / Sobre suelo terreno limpio
- Características de la superficie: Norte-Sur / Plano / Libre de sombras
- Características del fluido de trabajo: Agua / 4 bar / 12°C - 90°C
- Características del proceso: Con depósito intermedio
- Consumo de energía térmica: Demanda térmica anual 349.770,50 kWh
- Jornada laboral: de 07:00h a 18:00h
- Modificadores manuales: 1
- Esquema de integración: SL_L_S_PH

Por otro lado, para obtener el perfil de demanda semanal se tuvo en cuenta que la demanda térmica de los días de lunes a viernes es la demanda térmica correspondiente a un día tipo de cocido, que los sábados no hay demanda térmica y que los domingos se tiene la demanda térmica de un día tipo de llenado. Dichos valores se relacionan en la Tabla 44.

Tabla 44. Perfil de demanda semanal. Valores totales.

D _{semanal} (kWh)	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	Total semana (kWh)
	D _{día tipo} (kWh)	D _{día tipo} (kWh)	D _{día tipo} (kWh)	D _{día tipo} (kWh)	D _{día tipo} (kWh)	--	D _{llenado} (kWh)	
ABR.	1.487,11	1.487,11	1.487,11	1.487,11	1.487,11	0,00	577,60	8.013,14
MAY.	1.395,26	1.395,26	1.395,26	1.395,26	1.395,26	0,00	500,56	7.476,84
JUN.	1.411,64	1.411,64	1.411,64	1.411,64	1.411,64	0,00	523,86	7.582,07
SEPT.	1.379,19	1.379,19	1.379,19	1.379,19	1.379,19	0,00	521,86	7.417,82
OCT.	1.461,69	1.461,69	1.461,69	1.461,69	1.461,69	0,00	511,62	7.820,09
NOV.	1.627,96	1.627,96	1.627,96	1.627,96	1.627,96	0,00	619,11	8.758,91
DIC.	1.657,50	1.657,50	1.657,50	1.657,50	1.657,50	0,00	647,95	8.935,47
EN.	1.614,09	1.614,09	1.614,09	1.614,09	1.614,09	0,00	597,43	8.667,89
FEB.	1.617,19	1.617,19	1.617,19	1.617,19	1.617,19	0,00	606,40	8.692,34
MAR.	1.460,34	1.460,34	1.460,34	1.460,34	1.460,34	0,00	534,48	7.836,17

Se observa claramente cómo las demandas térmicas de los días de cocción son superiores a la del día de llenado.

Los mismos datos se presentan en la Figura 91, donde se puede apreciar como la demanda semanal de lunes a viernes tiene poca variación entre los diferentes meses, estando en un intervalo comprendido entre 1.379,19 kWh a 1.657.50 kWh, siendo mucho menor la demanda térmica de los días de llenado que oscila entre 500.56 kWh y 647.95 kWh. No obstante, estos valores de demanda para el llenado están en el orden de los calculados por Biencinto M. et al [138] los cuales obtuvieron una demanda térmica de 2.613,3 kWh para el llenado de dos calderas de cocción de corcho de 14 m³ cada una, con un salto térmico de 80 °C, lo que arroja un valor de 93,53 kWh/m³. Si se realiza la misma operación para este estudio, se obtiene un valor de 93,43 kWh/m³, partiendo del valor medio de la D_{llenado} (564.09 kWh) y el volumen de llenado medio (6,037.09 l).

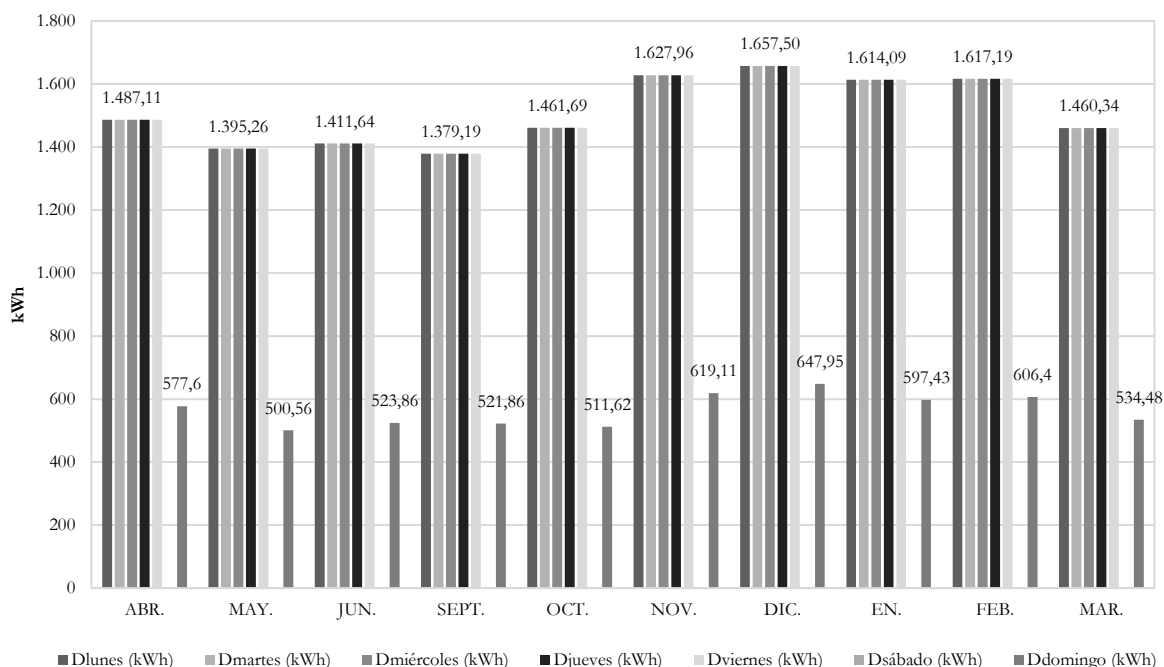


Figura 91. Perfil de demanda térmica por día de la semana y mes.

En la Figura 92, se representan los valores de la tabla correspondientes a la demanda semanal por mes, observando como varía entre 7417.82 kWh y 8935.47 kWh.

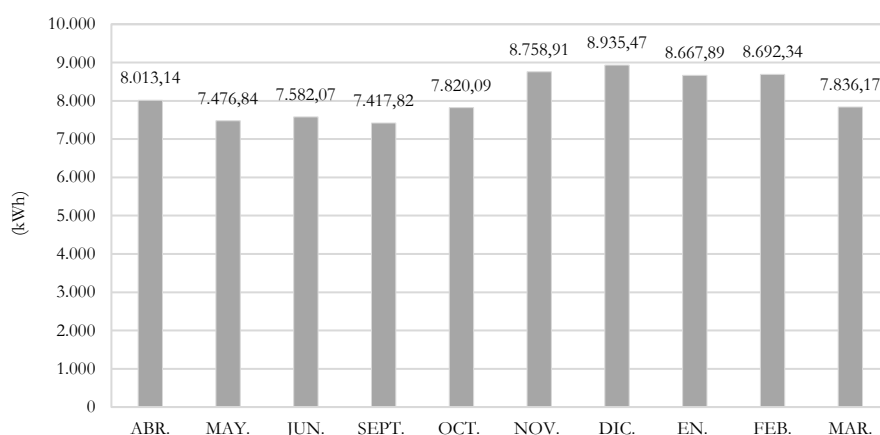


Figura 92. Perfil de demanda térmica semanal.

Posteriormente se valoraron los porcentajes diarios y se calcularon las correspondientes medias diarias, valores necesarios y requeridos por el programa de simulación. Los resultados se recogen en la Tabla 45, observando que solo un 6,94% de la demanda semanal proviene del día de llenado, siendo más del 93% restante debido a los días de cocción.

Tabla 45. Perfil de demanda semanal. Valores porcentuales.

D _{semanal} (%)	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	Total semanal
ABR.	18,56	18,56	18,56	18,56	18,56	0,00	7,21	100,00
MAY.	18,66	18,66	18,66	18,66	18,66	0,00	6,69	100,00
JUN.	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	0,00	6,91	100,00
SEPT.	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	0,00	7,04	100,00
OCT.	18,69	18,69	18,69	18,69	18,69	0,00	6,54	100,00
NOV.	18,59	18,59	18,59	18,59	18,59	0,00	7,07	100,00
DIC.	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	0,00	7,25	100,00
EN.	18,62	18,62	18,62	18,62	18,62	0,00	6,89	100,00
FEB.	18,60	18,60	18,60	18,60	18,60	0,00	6,98	100,00
MAR.	18,64	18,64	18,64	18,64	18,64	0,00	6,82	100,00
% Medios	18,61	18,61	18,61	18,61	18,61	0,00	6,94	100,00
[1,0]	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,00	0,07	1,00

Para determinar el perfil de demanda anual se obtuvieron los porcentajes mensuales de la demanda térmica sobre el total anual, teniendo en cuenta que los meses de julio y agosto no hay demanda térmica en la gran mayoría de industrias preparadoras y partiendo de los valores de demanda mensual de la Tabla 41.

Los valores porcentuales se recogen en la Tabla 46, necesarios para introducirlos en el programa de simulación. De los valores de esta tabla se observa cómo los porcentajes más altos de demanda térmica se dan en los meses de octubre, noviembre, diciembre y enero con valores entre 11.30% y 10.20%. El resto de meses oscilan entre 8.63% y 9.94%.

Tabla 46. Perfil demanda anual. Valores porcentuales.

Mes	D _{mensual} (kWh)	D _{mensual} (%)	[1,0]
ENERO	39.513,85	11,30	0,11
FEBRERO	34.769,36	9,94	0,10
MARZO	33.339,49	9,53	0,10
ABRIL	34.117,27	9,75	0,10
MAYO	34.093,12	9,75	0,10
JUNIO	31.739,94	9,07	0,09
JULIO	0,00	0,00	0,00
AGOSTO	0,00	0,00	0,00
SEPTIEMBRE	30.193,14	8,63	0,09
OCTUBRE	35.665,46	10,20	0,10
NOVIEMBRE	38.291,54	10,95	0,11
DICIEMBRE	38.047,33	10,88	0,11
Total anual (kWh)	349.770,50	100,00	1,00

Una vez caracterizada la demanda en la industria, se llevaron a cabo las diferentes simulaciones. Para ello, los parámetros de diseño que se introdujeron en Ressspi fueron diferentes configuraciones de volúmenes, partiendo de 2.000 l (volumen superior al volumen medio que es necesario reponer por calderada e inferior al máximo de reposición por calderada según la Tabla 42) hasta llegar a 6.000 l (volumen próximo al volumen medio necesario para realizar la reposición completa de caldera según la Tabla 43). El resto de valores intermedios de volúmenes se determinaron partiendo del valor mínimo y realizando incrementos de 1.000 l para cada nueva iteración. Con respecto al número de colectores, se realizaron simulaciones desde un único colector, que se fue incrementando en número hasta realizar el número de simulaciones que fueron precisas, observando que los diferentes parámetros económicos y energéticos se iban estabilizando. Cada simulación se registró y grabó en el programa con el nombre “SIM_N°Col_VolumenL”. La Tabla 47 muestra todas las simulaciones realizadas.

Tabla 47. Simulaciones realizadas en Ressspi.

N° Colectores	2.000 l	3.000 l	4.000 l	5.000 l	6.000 l
1 MÓDULO	SIM_1colector_2000L	SIM_1colector_3000L	SIM_1colector_4000L	SIM_1colector_5000L	SIM_1colector_6000L
2 MÓDULOS	SIM_2colector_2000L	SIM_2colector_3000L	SIM_2colector_4000L	SIM_2colector_5000L	SIM_2colector_6000L
3 MÓDULOS	SIM_3colector_2000L	SIM_3colector_3000L	SIM_3colector_4000L	SIM_3colector_5000L	SIM_3colector_6000L
4 MÓDULOS	SIM_4colector_2000L	SIM_4colector_3000L	SIM_4colector_4000L	SIM_4colector_5000L	SIM_4colector_6000L
5 MÓDULOS	SIM_5colector_2000L	SIM_5colector_3000L	SIM_5colector_4000L	SIM_5colector_5000L	SIM_5colector_6000L
6 MÓDULOS	SIM_6colector_2000L	SIM_6colector_3000L	SIM_6colector_4000L	SIM_6colector_6000L	SIM_6colector_6000L
7 MÓDULOS	SIM_7colector_2000L	SIM_7colector_3000L	SIM_7colector_4000L	SIM_7colector_7000L	SIM_7colector_7000L

Para cada simulación se anotaron los valores referentes al aprovechamiento económico, en concreto el Año de Retorno y la TIR (%) tal y como se muestra en la Tabla 48.

Tabla 48. Datos obtenidos de las simulaciones. Aprovechamiento económico.

N° Colectores	Campo solar (m ²)	Variables	Volumen de acumulación (l)				
			2.000	3.000	4.000	5.000	6.000
1 MÓDULO	26	TIR (%)	2,00	2,00	1,90	1,90	1,80
		Año de Retorno	21	21	21	21	21
2 MÓDULOS	53	TIR (%)	7,60	7,70	7,70	7,60	7,50
		Año de Retorno	13	13	13	13	13
3 MÓDULOS	79	TIR (%)	10,30	10,50	10,60	10,70	10,70
		Año de Retorno	11	11	11	11	11
4 MÓDULOS	105	TIR (%)	11,80	12,10	12,30	12,40	12,40
		Año de Retorno	10	10	10	10	10
5 MÓDULOS	132	TIR (%)	12,9	13,1	13,3	13,5	13,6
		Año de Retorno	9	9	9	9	9
6 MÓDULOS	158	TIR (%)	13,6	13,8	14	14,2	14,4
		Año de Retorno	9	9	9	9	8
7 MÓDULOS	184	TIR (%)	14,1	14,4	14,6	14,8	14,9
		Año de Retorno	9	8	8	8	8

En la tabla se observa como el año de retorno no varía en las simulaciones por número de colector, es decir, a igual número de colectores y diferentes volúmenes siempre se consigue el mismo periodo de retorno, salvo para las opciones de 6 y 7 módulos en los que se observa cierta variabilidad. Para un módulo el periodo de retorno es de 21 años, valor muy elevado. Para 2 módulos el valor decrece hasta 13 años, valor alto pero mucho inferior al anterior. Con tres módulos el número años de retorno se sitúa en 11 años, con cuatro módulos en 10 años y ya para cinco, seis y siete módulos se estabiliza el valor entre 9 años y 8 años. Parando por ello en ese número de módulos las simulaciones. En la Figura 93, se muestra la tendencia a la baja del número de años frente al número de módulos solares.

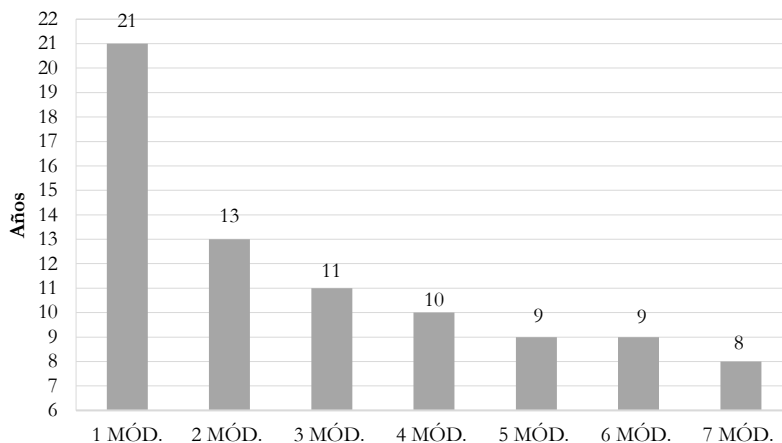


Figura 93. Año de retorno/ N° Módulos.

La TIR, sin embargo, sí muestra para casi todas las simulaciones un ligero ascenso en función del volumen de acumulación, a mayor volumen mayor TIR, excepto para uno y dos módulos que decrece. Se observa también que la TIR sube según se incrementa el número de módulos, si bien es cierto que a partir de cuatro módulos la subida es más discreta y tiende a estabilizarse. Este fenómeno se observa en la Figura 94. De hecho, para la opción más favorable de 6.000 l, el incremento de la TIR de uno a dos módulos es de 5,7 (7.5%-1.8%); de dos a tres módulos es de 3,2 (10.7%-7.5%); de tres a cuatro módulos de 1,7 (12.4%-10.7%); de cuatro a cinco módulos de 1,2 (13.6%-12.4%); de cinco a seis módulos de 0,8 (14.4%-13.6%); de seis a siete módulos de 0.5 (14.9%-14.4%).

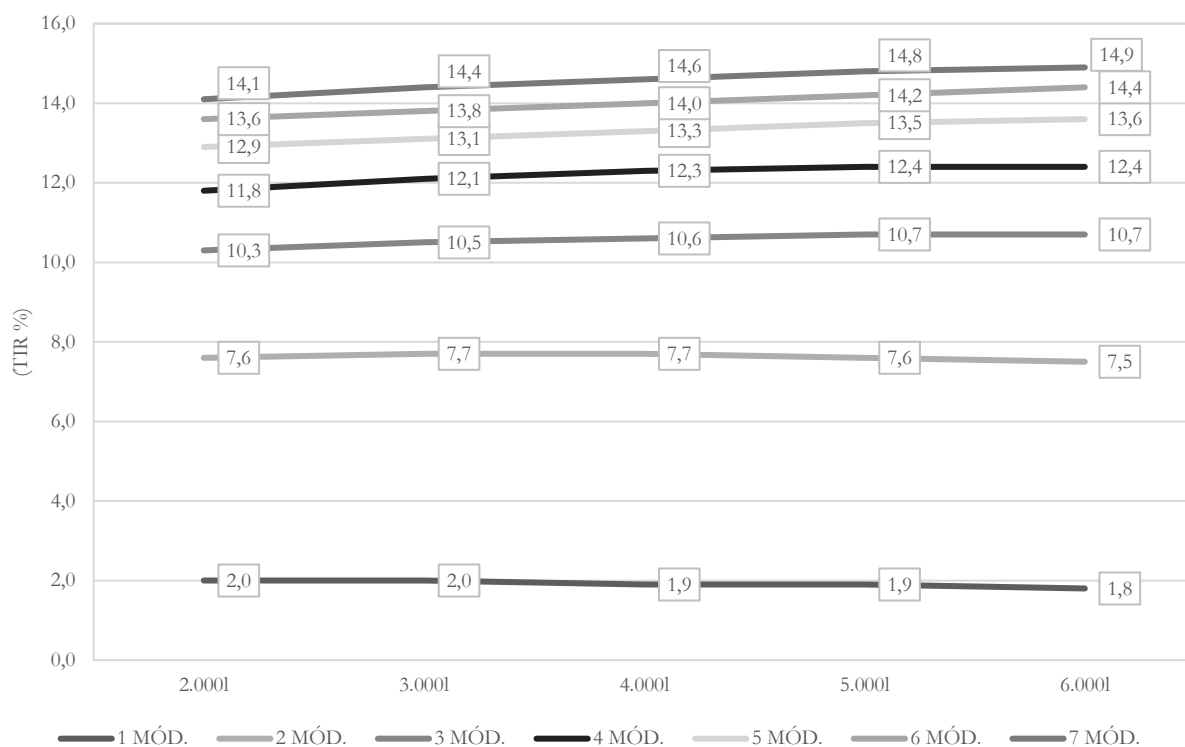


Figura 94. TIR(%) / N°Módulos/ Volumen.

Por otro lado, para cada simulación se anotaron los valores referentes al aprovechamiento energético, en concreto el valor del Aporte Solar (%) y el de Utilización global (%). Los valores se reflejan en la Tabla 49. Se observa como el aporte solar aumenta tanto con el volumen de acumulación como con el número de módulos, no sucediendo igual con el porcentaje de utilización global que, aunque aumenta con el volumen de acumulación comienza a disminuir a partir del tercer módulo. Esta tendencia se observa mejor en la Figura 95.

Tabla 49. Datos obtenidos de las simulaciones. Aprovechamiento energético.

N° Colectores	Campo solar (m ²)	Variables	Volumen de acumulación (l)				
			2.000	3.000	4.000	5.000	6.000
1 MÓDULO	26	Aporte solar (%)	4,10	4,10	4,10	4,20	4,20
		Utilización global (%)	62,40	62,90	63,40	63,90	64,40
2 MÓDULOS	53	Aporte solar (%)	10,40	10,70	10,80	10,80	10,80
		Utilización global (%)	64,60	66,20	66,70	66,90	67,10
3 MÓDULOS	79	Aporte solar (%)	16,50	17,00	17,40	17,60	17,70
		Utilización global (%)	63,40	65,40	66,70	67,50	68,00
4 MÓDULOS	105	Aporte solar (%)	22,00	22,70	23,30	23,60	23,80
		Utilización global (%)	61,70	63,60	65,10	66,20	66,80
5 MÓDULOS	132	Aporte solar (%)	27,30	28,10	28,70	29,30	29,80
		Utilización global (%)	59,70	61,40	62,90	64,20	65,30
6 MÓDULOS	158	Aporte solar (%)	32,10	33,00	33,70	34,40	35,10
		Utilización global (%)	57,80	59,40	60,80	62,00	63,10
7 MÓDULOS	184	Aporte solar (%)	37,00	38,00	38,80	39,50	40,20
		Utilización global (%)	55,60	58,10	59,40	60,50	61,60

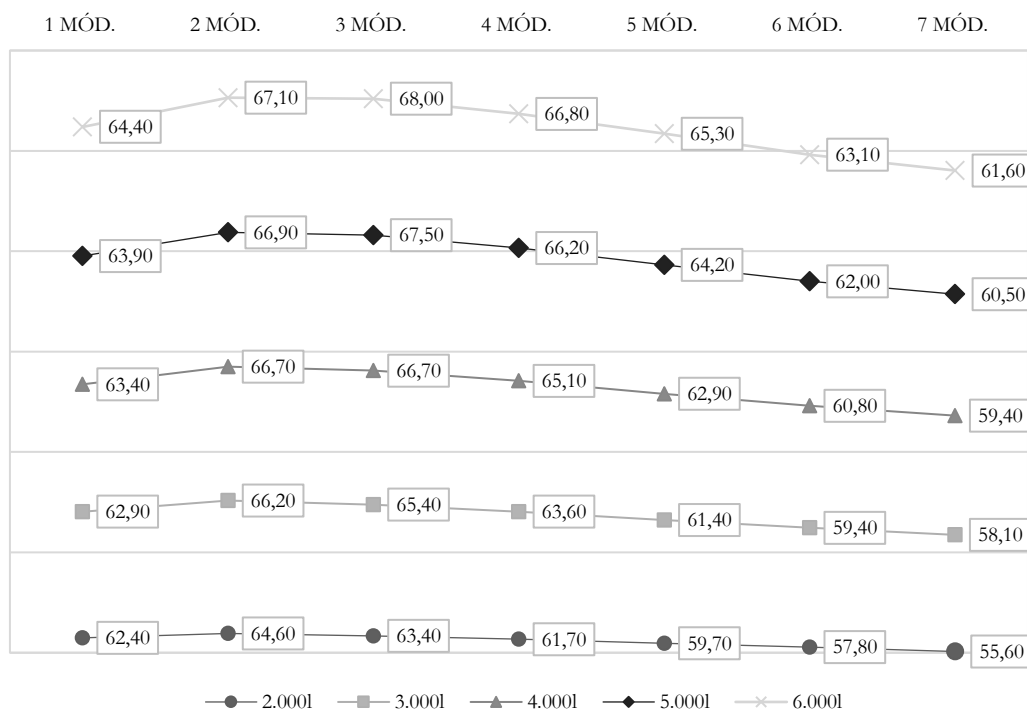


Figura 95. % Utilización Global / N° Módulos / Volumen.

Considerando el análisis anterior, se consideró fijar el volumen en 6.000 l, puesto que en todos los casos fue la opción mejor. En cuanto al número de módulos, se optó por cuatro, porque aunque desde el punto de vista económico no fue la mejor, resulta una solución económicamente buena, y además, la diferencia con el resto de opciones (5, 6 o 7 módulos) es muy pequeña, y sin embargo muy grande la diferencia en superficie a ocupar, condición que en este caso debe primar sobre los otros aspectos, dados los valores arrojados. Por otro lado, desde el punto de vista energético, la opción de cuatro módulos es mejor a las restantes (5, 6 o 7 módulos) ya que ofrece un porcentaje de utilización global mayor.

Por tanto, en base a todo lo anterior se concluyó que la configuración más idónea era la de 4 colectores en serie y un volumen de 6.000 l, cuya simulación es la denominada “SIM_4col_6000L”.

5.4.2 Diseño del almacenamiento

Una vez determinado el volumen total de almacenamiento óptimo y habiendo decidido utilizar una estrategia de doble depósito, se seleccionó el volumen de cada uno de ellos, adaptándolos a los dos tipos de consumo de agua, el de recebo de agua por calderada y el total previsto.

El volumen del depósito previsto para suplir el consumo de los recibos debe estar comprendido entre el volumen mínimo y medio de recebo de la Tabla 42, para evitar así un sobredimensionamiento del sistema. El volumen del segundo depósito se diseñó para completar el volumen óptimo total determinado mediante la simulación.

Se optó así por un depósito de 1.000 l, volumen que es superior a los volúmenes mínimos de la Tabla 42 e inferior a los volúmenes medios. Quedando por tanto el otro depósito con un volumen de 5.000 l, los necesarios hasta llegar a los 6.000 l obtenidos en la simulación.

5.5 Ensayos del prototipo

5.5.1 Calendario de ensayos

Como se explicó en el apartado 4.7.5 del capítulo de Materiales y Métodos, se planificaron ensayos de todas las tipologías en todos los periodos de radiación definidos en el punto 4.7.2, en número suficiente por si hubiera que descartar algunos de ellos por previsible inconvenientes que se produjeran. De hecho, finalmente no se pudieron realizar todos los ensayos inicialmente establecidos, ya que, hubo ciertas dificultades que hicieron que el calendario inicial previsto se tuviera que adaptar a las circunstancias, aunque eso no impidió que finalmente se hicieran un número de ensayos viables suficientes para poder testear todos los escenarios posibles.

Con respecto a los días que hubo baja radiación solar se procedió como se detalló en el punto 4.7.5, partiendo del estadillo de datos y de los valores de la variable “RADIACION MEDIA” para cada periodo de radiación y los cinco intervalos definidos. Los valores de las temperaturas máximas, mínimas y medias a la salida del lazo solar ($T_{1.2}$), se recogen en la Tabla 50, Tabla 51 y Tabla 52.

Tabla 50. $T_{1.2}$ según radiación media en periodo de radiación bajo.

RADIACIÓN MEDIA DÍA (W/m^2)	<i>PERIODO DE RADIACIÓN BAJO</i> (noviembre/diciembre/enero/febrero)				
	<200	200-300	300-400	400-500	>500
$T_{1.2 \text{ máx}}(^{\circ}C)$	---	44	61,1	106	113,6
$T_{1.2 \text{ mín}}(^{\circ}C)$	---	12,5	15	22	48,6
$T_{1.2 \text{ media}}(^{\circ}C)$	---	25	35,8	54,56	89

Tabla 51. $T_{1.2}$ según radiación media en periodo de radiación medio.

RADIACIÓN MEDIA DÍA (W/m^2)	<i>PERIODO DE RADIACIÓN MEDIO</i> (marzo/abril/octubre)				
	<200	200-300	300-400	400-500	>500
$T_{1.2 \text{ máx}}(^{\circ}C)$	---	42	61,9	108	115,4
$T_{1.2 \text{ mín}}(^{\circ}C)$	---	16,1	22,2	24,3	48,5
$T_{1.2 \text{ media}}(^{\circ}C)$	---	32	36,36	73,48	94,28

Tabla 52. $T_{1.2}$ según radiación media en periodo de radiación alto.

RADIACIÓN MEDIA DÍA (W/m^2)	<i>PERIODO DE RADIACIÓN ALTO</i> (mayo / junio / septiembre)				
	<200	200-300	300-400	400-500	>500
$T_{1.2 \text{ máx}}(^{\circ}C)$	---	---	---	108,7	117
$T_{1.2 \text{ mín}}(^{\circ}C)$	---	---	---	35,8	57,3
$T_{1.2 \text{ media}}(^{\circ}C)$	---	---	---	82,42	100

Cómo se detalló en Materiales y Métodos, sólo se considera nivel de radiación media suficiente, aquel intervalo de valores en los que la media de la temperatura a la salida de lazo solar ($T_{1.2.\text{media}}$) es al menos más de la mitad de la temperatura de consigna de los depósitos (85°C), es decir, superior a $42,5^{\circ}\text{C}$. Analizando las tres tablas esta circunstancia solo sucede cuando la radiación media es superior a 400 W/m^2 , puesto que en el periodo de radiación bajo para el intervalo de Radiación media de $200\text{-}300\text{ W/m}^2$ la $T_{1.2.\text{media}}$ fue de 25°C , para el intervalo de $300\text{-}400\text{ W/m}^2$ fue de $35,8^{\circ}\text{C}$, y para el intervalo $400\text{-}500\text{ W/m}^2$ de $54,56^{\circ}\text{C}$. Para el periodo de radiación medio en el intervalo de radiación media de $200\text{-}300\text{ W/m}^2$ la $T_{1.2.\text{media}}$ fue de 32°C , para el intervalo de $300\text{-}400\text{ W/m}^2$ fue de $36,36^{\circ}\text{C}$, y para el intervalo $400\text{-}500\text{ W/m}^2$ de $73,48^{\circ}\text{C}$. En el periodo de radiación alto la $T_{1.2.\text{media}}$ alcanzó un valor de $82,42^{\circ}\text{C}$ para el intervalo de $400\text{-}500\text{ W/m}^2$.

Por tanto, se concluye que todos aquellos días con $\text{RADIACION MEDIA} < 400\text{ W/m}^2$, se deben desestimar de la planificación de ensayos. Para determinar el porcentaje de días útiles (% Días) según el nivel de radiación, en la Tabla 53 se anotaron los días según cada intervalo de radiación y periodo de radiación. Y en la Tabla 54, comparando el número de días con radiación superior a 400 W/m^2 con el total de número de días de cada periodo se obtuvieron %Días útiles de cada periodo. Así, solo el 52.89% de días del periodo de radiación bajo, un 82.61% del periodo de radiación media y el 100% de los días del periodo de radiación alto, tendrán una radiación media superior a los 400 W/m^2 .

Tabla 53. N° de días según periodo de radiación y radiación solar global media.

RADIACIÓN MEDIA DIA (W/m^2)	N° DÍAS SEGÚN RADIACIÓN MEDIA					TOTAL DÍAS
	<200	200-300	300-400	400-500	>500	
P. RADIACIÓN BAJO	8	18	31	49	15	121
P. RADIACIÓN MEDIO	0	8	8	23	53	92
P. RADIACIÓN ALTO	0	0	0	13	78	91
TOTAL	8	26	39	85	146	304

Tabla 54. N° de días Rad.Med > 400 W/m^2 .

PERIODO	Días Periodo	Días Rad.med > 400 W/m^2	% Días
P. RADIACIÓN BAJO	121	64	52,89
P. RADIACIÓN MEDIO	92	76	82,61
P. RADIACIÓN ALTO	91	91	100,00

Partiendo de la base anterior y del estadillo de ensayos, los ensayos que finalmente se tuvieron en cuenta, por tener una radiación solar global media superior a 400 W/m^2 , y que no estuvieron afectados por problemas de ajustes, ni de averías, ni mantenimiento, ni paradas de fábrica que los hayan impedido, son los mostrados en la Tabla 55, Tabla 56, Tabla 57, Tabla 58 y Tabla 59.

El tipo de ensayo con menos días que se realizó fue el tipo 2, pero que salvo en uno de los niveles de radiación que solo hubo dos valores, siempre hay al menos 3 días de ensayos y muchos más en el resto de tipologías de ensayos y periodos de radiación.

Tabla 55. Días de ensayos tipo 1.1.

ENSAYO 1.1								
N°	Periodo Radiación Alta		N°	Periodo Radiación Media		N°	Periodo Radiación Baja	
1	1.1	12/05/2020	1	1.1	02/03/2020	1	1.1	03/11/2019
2	1.1	13/05/2020	2	1.1	05/03/2020	2	1.1	05/11/2019
3	1.1	16/05/2020	3	1.1	23/03/2020	3	1.1	07/11/2019
4	1.1	30/06/2020	4	1.1	24/03/2020	4	1.1	15/11/2019
5	1.1	02/09/2020	5	1.1	13/04/2020	5	1.1	23/11/2019
6	1.1	04/09/2020	6	1.1	18/04/2020	6	1.1	06/12/2019
7	1.1	15/09/2020	7	1.1	24/04/2020	7	1.1	14/02/2020
			8	1.1	05/10/2020	8	1.1	15/02/2020
						9	1.1	28/02/2020

Tabla 56. Días de ensayos tipo 1.2.

ENSAYO 1.2								
N°	Periodo Radiación Alta		N°	Periodo Radiación Media		N°	Periodo Radiación Baja	
1	1.2	02/05/2020	1	1.2	06/03/2020	1	1.2	09/12/2019
2	1.2	17/05/2020	2	1.2	14/03/2020	2	1.2	03/01/2020
3	1.2	19/05/2020	3	1.2	22/03/2020	3	1.2	04/01/2020
4	1.2	30/06/2020	4	1.2	19/04/2020	4	1.2	05/01/2020
5	1.2	02/09/2020	5	1.2	06/10/2020	5	1.2	11/01/2020
6	1.2	04/09/2020	6	1.2	07/10/2020	6	1.2	12/01/2020
7	1.2	15/09/2020	7	1.2	10/10/2020	7	1.2	17/01/2020
			8	1.2	11/10/2020	8	1.2	19/01/2020
						9	1.2	21/01/2020
						10	1.2	02/02/2020
						11	1.2	05/02/2020
						12	1.2	06/02/2020
						13	1.2	07/02/2020
						14	1.2	10/02/2020

Tabla 57. Días de ensayos tipo 1.3.

ENSAYO 1.3								
N°	Periodo Radiación Alta		N°	Periodo Radiación Media		N°	Periodo Radiación Baja	
1	1.3	16/05/2020	1	1.3	15/10/2020	1	1.3	19/02/2020
2	1.3	17/05/2020	2	1.3	16/10/2020	2	1.3	20/02/2020
3	1.3	30/06/2020	3	1.3	17/10/2020	3	1.3	21/02/2020
4	1.3	03/09/2020	4	1.3	18/10/2020	4	1.3	22/02/2020
5	1.3	04/09/2020	5	1.3	29/04/2020			
6	1.3	15/09/2020	6	1.3	30/04/2020			
			7	1.3	01/05/2020			
			8	1.3	02/05/2020			

Tabla 58. Días de ensayos tipo 2.

ENSAYO 2								
N°		Periodo Radiación Alta	N°		Periodo Radiación Media	N°		Periodo Radiación Baja
1	2	24/09/2020	1	2	11/03/2020	1	2	24/11/2019
2	2	05/05/2020	2	2	16/04/2020	2	2	15/12/2019
			3	2	21/10/2020	3	2	06/01/2020
						4	2	26/01/2020

Tabla 59. Días de ensayos tipo 3.

ENSAYO 3								
N°		Periodo Radiación Alta	N°		Periodo Radiación Media	N°		Periodo Radiación Baja
1	3	18/05/2020	1	3	16/03/2020	1	3	13/11/2020
2	3	03/09/2020	2	3	20/04/2020	2	3	13/01/2020
3	3	07/09/2020	3	3	24/04/2020	3	3	17/02/2020
			4	3	14/10/2020	4	3	27/02/2020

5.5.2 Ensayo tipo 1.1

El objetivo de los ensayos 1.1 fue el estudio del comportamiento del depósito de almacenamiento de 1.000 l. En la Tabla 60, se muestra el resumen de los días de ensayos según el periodo de radiación, y las temperaturas máximas alcanzadas en el depósito, así como la rampa de calentamiento del mismo. Finalmente se hicieron nueve ensayos en el periodo de radiación bajo, ocho en el medio y siete en el alto.

Los datos de la tabla se representan en la Figura 96 y la Figura 97 donde se pueden observar con más claridad los máximos y los mínimos valores de temperatura.

Tabla 60. Datos de calentamiento del depósito de 1.000 l para los diferentes ensayos realizados.

PERIODO DE RADIACIÓN	TIPO DE ENSAYO	DÍA	T3 MIN (°C)	Hora T3 MIN	T3 MAX (°C)	Hora T3 MÁX	Rampa °C/hora
BAJO	1.1	03/11/2019	33,3	10:09:18	67,5	16:23:16	5,497
BAJO	1.1	05/11/2019	45,2	9:39:14	72,5	16:20:14	4,083
BAJO	1.1	07/11/2019	29,0	9:29:17	72,1	17:00:15	5,747
BAJO	1.1	15/11/2019	22,7	9:53:22	69,3	16:36:21	6,950
BAJO	1.1	23/11/2019	26,6	9:54:17	52,8	16:52:16	3,774
BAJO	1.1	06/12/2019	24,7	10:06:11	60,4	16:46:12	5,348
BAJO	1.1	14/02/2020	26,9	10:40:35	46,7	17:28:36	2,915
BAJO	1.1	15/02/2020	39,6	10:03:38	80,1	16:06:36	6,712
BAJO	1.1	28/02/2020	52,9	11:02:46	70,3	15:56:48	3,543
MEDIO	1.1	02/03/2020	43,4	10:16:49	70,6	14:30:49	6,354
MEDIO	1.1	05/03/2020	51,1	11:29:47	70,8	13:55:47	8,077
MEDIO	1.1	23/03/2020	28,7	8:37:54	73,9	17:43:52	4,983
MEDIO	1.1	24/03/2020	65,4	10:18:52	80,6	11:48:51	10,103
MEDIO	1.1	13/04/2020	22,6	7:52:00	80,7	19:58:01	4,800
MEDIO	1.1	18/04/2020	46,7	11:29:57	73,3	15:41:56	6,339
MEDIO	1.1	24/04/2020	42,4	10:32:06	81,7	19:30:05	4,385
MEDIO	1.1	05/10/2020	39,9	10:56:56	85,5	16:20:57	8,436
ALTO	1.1	12/05/2020	43,9	11:30:00	75,0	16:30:00	7,139
ALTO	1.1	13/05/2020	51,8	11:50:00	76,4	15:00:00	7,778
ALTO	1.1	16/05/2020	23,8	8:54:10	82,0	17:30:00	6,776
ALTO	1.1	30/06/2020	30,3	10:05:00	82,1	12:49:13	18,951
ALTO	1.1	02/09/2020	35,6	8:38:27	82,1	12:42:27	11,450
ALTO	1.1	04/09/2020	73,2	10:23:28	86,7	11:48:29	9,526
ALTO	1.1	15/09/2020	40,4	10:15:55	86,4	13:16:05	15,343

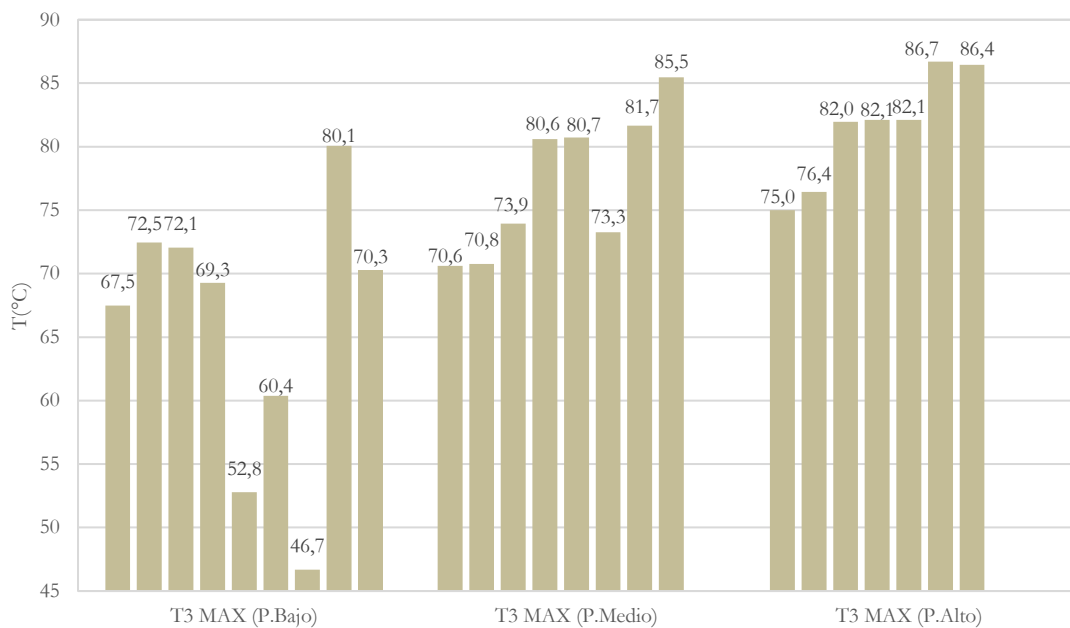


Figura 96. Temperaturas máximas del depósito de 1.000 l.

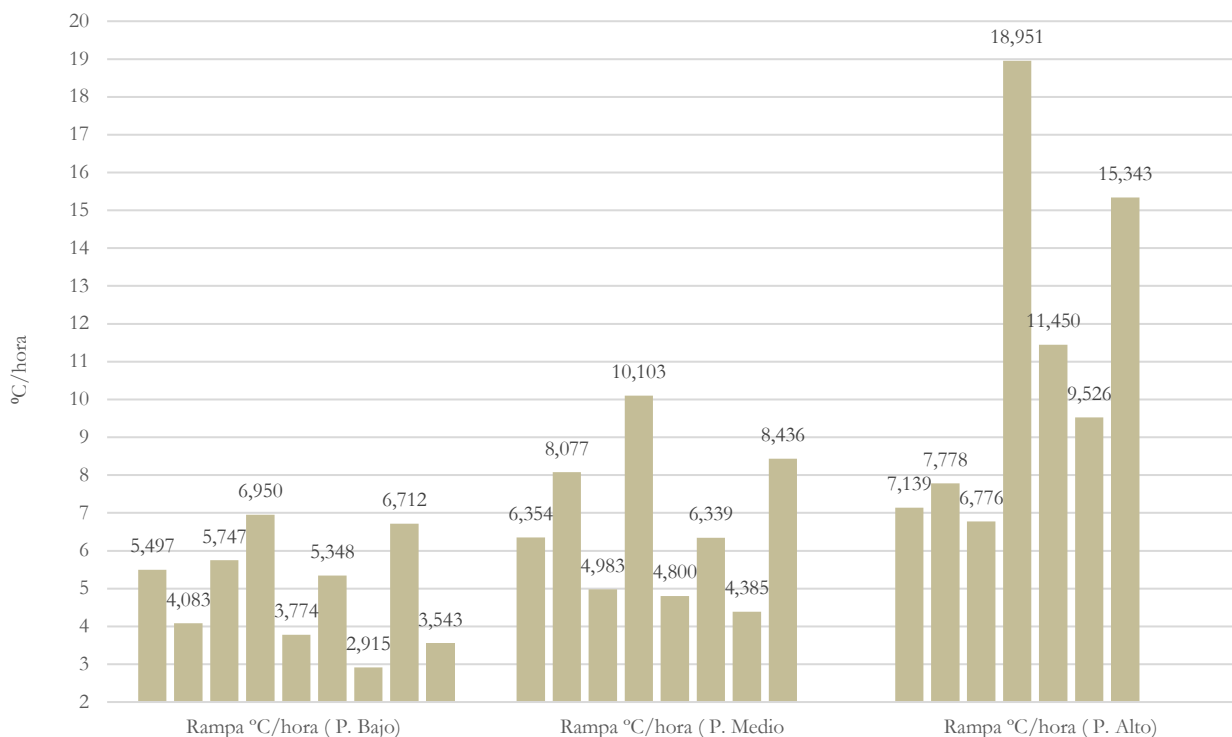


Figura 97. Rampas de calentamiento del depósito de 1.000 l.

En la Tabla 61, se muestran los valores medios alcanzados, tanto para las máximas temperaturas como para la rampa de calentamiento.

Tabla 61. Valores medios de calentamiento del depósito de 1.000 l.

PERIODO	T ^a Max. Dep. 1.000 l	Rampa calentamiento °C/hora
Valores Medios P. Bajo	65,72	5,09
Valores Medios P. Medio	77,13	6,68
Valores Medios P. Alto	81,54	10,99

Como se desprende de las tablas y gráficos anteriores, en el Periodo de Radiación Bajo, los niveles de temperaturas alcanzados en el depósito son inferiores a los alcanzados en los otros dos periodos. De hecho, aunque se consiguen algunos días buenas temperaturas, entre 67,5 °C y 80,1 °C (comparadas con la temperatura de consigna del depósito de 85°C) son días excepcionales, y dichos valores son propiciados porque fueron días despejados. Sin embargo en otros casos, el depósito tan solo alcanza una temperatura de 46,7 °C, por ser días nublados en los que la radiación no fue tan alta, aun así esta temperatura es superior a la temperatura media del depósito existente en la industria, con una media de 15°C para este periodo. La temperatura media que se podría alcanzar en el depósito de 1.000 l en este periodo sería 65,72 °C. Además, la velocidad de calentamiento para este periodo es pequeña, puesto que el valor medio de la rampa de calentamiento es de 5,09 °C/hora.

Para el Periodo de Radiación Medio, los niveles de temperaturas alcanzados en el depósito son superiores a los alcanzados en el periodo de radiación bajo y algo inferiores a los alcanzados en el periodo de radiación alto. Todos los días se consigue una buena temperatura (entre 70,6 °C y 85,5 °C) ligeramente inferiores a las conseguidas en el periodo de radiación alto (entre 75 °C y 86,7 °C), aunque la gran diferencia entre estos dos periodos se encuentra en la velocidad de calentamiento del depósito, siendo de media de 6,68°C/hora para el periodo medio y de 10,99°C/hora para el alto, siendo la velocidad casi el

doble en este segundo, esto es, la velocidad de calentamiento del depósito en el periodo de radiación alto es mucho mayor.

En la Tabla 62, se muestran los datos correspondientes al estudio de las curvas de enfriamiento del depósito de 1.000 l desde el momento en el que finaliza la radiación solar (hora de finalización del día donde la radiación solar tenía un valor de cero) hasta el inicio de la radiación solar del día siguiente (hora de inicio del día en que la radiación solar tenía un valor distinto de cero) pudiendo calcular así el decremento de temperatura nocturna y la rampa de enfriamiento. En la Tabla 63, se muestran los valores medio alcanzados. La pérdida de temperatura en los depósitos es similar para los tres periodos, siendo muy pequeña la variación de temperatura nocturna, lo que supone que el depósito tiene un adecuado aislamiento.

Tabla 62. Datos de enfriamiento del depósito de 1.000 l.

PERIODO	DÍA	HORA _{fin} rad. solar	T ₃ _{noche} (°C)	DÍA	HORA _{inicio} rad. solar	T ₃ _{día} (°C)	ΔT ^a Dep. (°C)	Rampa enfriam °C/hora
BAJO	03/11/2019	18:31:20	65,38	04/11/2019	8:16:00	62,21	3,17	0,23
BAJO	05/11/2019	18:30:53	69,39	06/11/2019	8:00:19	66,15	3,24	0,24
BAJO	07/11/2019	18:25:42	70,09	08/11/2019	8:04:00	65,56	4,53	0,33
BAJO	15/11/2019	18:23:42	65,84	16/11/2019	8:13:00	62,82	3,02	0,22
BAJO	23/11/2019	18:12:17	51,13	24/11/2019	8:10:17	49,69	1,44	0,10
BAJO	06/12/2019	18:11:58	58,81	07/12/2019	8:33:00	55,63	3,18	0,22
BAJO	14/02/2020	19:02:25	45,24	15/02/2020	8:21:38	43,09	2,15	0,16
BAJO	15/02/2020	19:07:33	76,66	16/02/2020	8:20:00	72,23	4,43	0,34
BAJO	28/02/2020	19:15:58	66,53	29/02/2020	8:12:48	63,39	3,14	0,24
MEDIO	02/03/2020	19:30:37	66,83	03/03/2020	8:08:50	63,25	3,58	0,28
MEDIO	05/03/2020	19:31:17	67,90	06/03/2020	7:53:00	64,75	3,15	0,26
MEDIO	23/03/2020	19:42:55	71,10	24/03/2020	7:27:00	68,14	2,96	0,25
MEDIO	24/03/2020	19:45:50	76,26	25/03/2020	7:25:50	71,78	4,48	0,38
MEDIO	13/04/2020	21:05:17	78,25	14/04/2020	7:47:00	74,20	4,05	0,38
MEDIO	18/04/2020	21:13:42	70,71	19/04/2020	7:50:56	66,24	4,47	0,42
MEDIO	24/04/2020	21:21:23	78,92	25/04/2020	7:52:05	74,45	4,47	0,43
MEDIO	05/10/2020	20:01:56	83,41	06/10/2020	8:29:52	78,07	5,34	0,43
ALTO	12/05/2020	21:18:08	59,06	13/05/2020	7:20:09	55,64	3,42	0,34
ALTO	13/05/2020	21:21:08	54,44	14/05/2020	7:28:08	51,58	2,86	0,28
ALTO	16/05/2020	21:38:08	79,17	17/05/2020	7:15:07	73,65	5,52	0,58
ALTO	30/06/2020	21:43:10	78,64	01/08/2020	7:28:10	74,81	3,83	0,39
ALTO	02/09/2020	20:58:28	79,45	03/09/2020	7:57:29	75,01	4,44	0,40
ALTO	04/09/2020	21:01:27	84,36	05/09/2020	7:59:27	79,76	4,60	0,42
ALTO	15/09/2020	20:33:05	84,71	16/09/2020	8:08:03	79,93	4,78	0,41

Tabla 63. Valores medios de enfriamiento del depósito de 1.000 l.

PERIODO	Variación T ^a noche Dep.1.000 l	Rampa enfriamiento °C/hora
Valores Medios P. Bajo	3,14	0,23
Valores Medios P. Medio	4,06	0,35
Valores Medios P. Alto	4,21	0,40

5.5.3 Ensayo tipo 1.2

El objetivo de los ensayos 1.2 fue el estudio del comportamiento del depósito de almacenamiento de 5.000 l. En la Tabla 64 se muestran, igualmente al anterior, para los días de ensayos según el periodo de radiación, las temperaturas máximas que se alcanzaron en el depósito, así como la rampa de calentamiento del mismo. Se hicieron catorce ensayos en el periodo de radiación bajo, ocho en el medio y siete en el alto.

Tabla 64. Datos de calentamiento del depósito de 5.000 l.

PERIODO DE RADIACIÓN	TIPO DE ENSAYO	DÍA	T2 _{MIN} °C	Hora T2 _{MIN}	T2 _{MAX} °C	Hora T2 _{MAX}	Rampa °C/hora
BAJO	1.2	09/12/2019	20,0	10:30:00	27,5	16:49:05	1,19
BAJO	1.2	03/01/2020	47,2	11:31:54	51,8	16:33:54	0,91
BAJO	1.2	04/01/2020	49,1	10:36:54	57,1	16:40:53	1,31
BAJO	1.2	05/01/2020	53,7	10:46:53	60,7	16:37:52	1,20
BAJO	1.2	11/01/2020	25,0	10:30:00	35,9	16:51:49	1,71
BAJO	1.2	12/01/2020	34,1	10:30:00	44,8	16:53:49	1,67
BAJO	1.2	17/01/2020	13,4	10:30:00	18,0	16:13:36	0,81
BAJO	1.2	19/01/2020	17,3	10:30:00	27,4	17:02:35	1,54
BAJO	1.2	21/01/2020	26,9	10:30:00	36,4	16:37:34	1,55
BAJO	1.2	02/02/2020	13,3	10:30:00	27,2	17:20:36	2,04
BAJO	1.2	05/02/2020	29,9	11:04:42	43,6	17:07:41	2,28
BAJO	1.2	06/02/2020	41,5	11:18:40	50,1	16:56:40	1,53
BAJO	1.2	07/02/2020	47,6	11:16:40	54,8	14:41:39	2,09
BAJO	1.2	10/02/2020	48,0	10:14:41	59,3	17:20:42	1,60
MEDIO	1.2	06/03/2020	39,4	11:30:00	64,3	18:13:49	3,71
MEDIO	1.2	14/03/2020	48,6	10:30:00	79,3	18:31:54	3,83
MEDIO	1.2	22/03/2020	28,7	9:30:00	49,1	18:40:55	2,23
MEDIO	1.2	19/04/2020	19,5	11:30:00	64,0	20:04:55	5,20
MEDIO	1.2	06/10/2020	35,1	12:31:00	57,1	18:47:52	3,51
MEDIO	1.2	07/10/2020	55,0	11:45:00	77,2	17:54:00	3,62
MEDIO	1.2	10/10/2020	26,6	12:15:00	53,1	18:48:47	4,05
MEDIO	1.2	11/10/2020	50,3	12:04:00	70,0	18:03:47	3,29
ALTO	1.2	02/05/2020	55,9	11:30:00	85,7	15:30:00	7,46
ALTO	1.2	17/05/2020	23,9	10:45:00	78,1	20:03:07	5,83
ALTO	1.2	19/05/2020	45,3	12:22:10	81,8	20:23:11	4,56
ALTO	1.2	30/06/2020	32,4	7:53:13	79,6	19:58:11	6,319
ALTO	1.2	02/09/2020	37,4	12:30:00	76,1	19:51:28	5,263
ALTO	1.2	04/09/2020	65,1	8:03:28	85,5	16:59:28	6,452
ALTO	1.2	15/09/2020	59,4	8:16:05	81,1	19:32:06	3,353

Los datos de la tabla de las temperaturas máximas conseguidas en el depósito de 5.000 l se representan en Figura 98 y los valores de la rampa de calentamiento en la Figura 99.

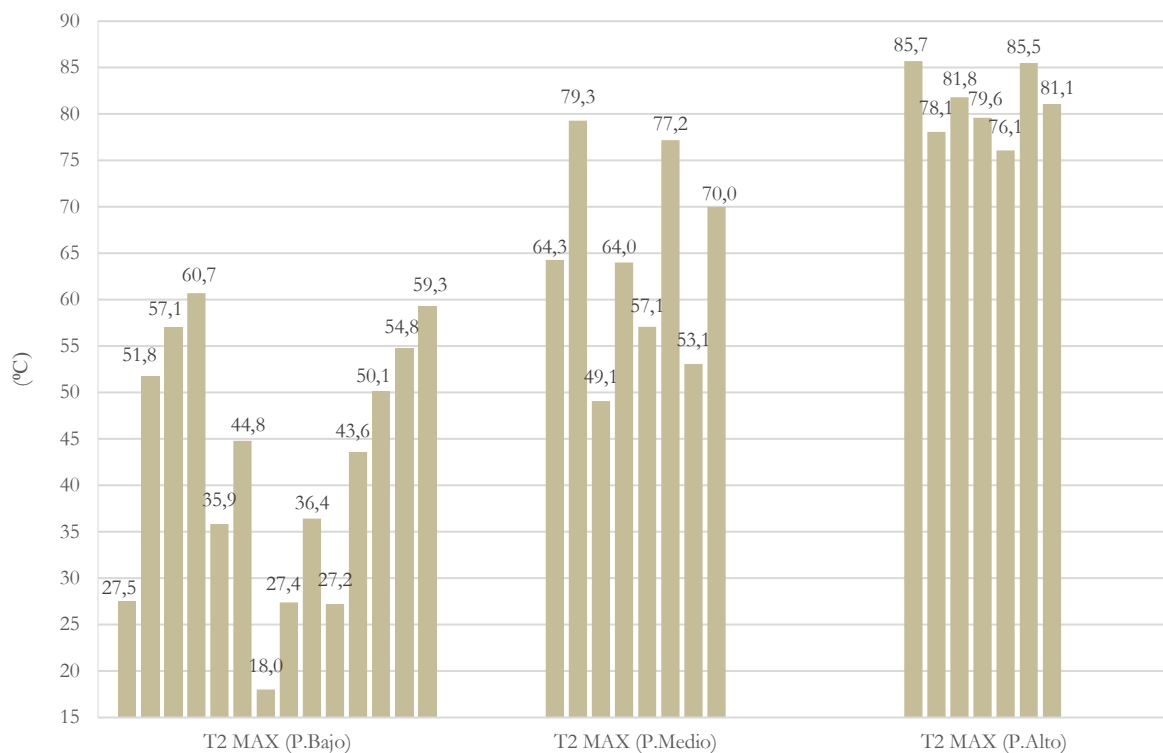


Figura 98. Temperaturas máximas del depósito de 5.000 l.

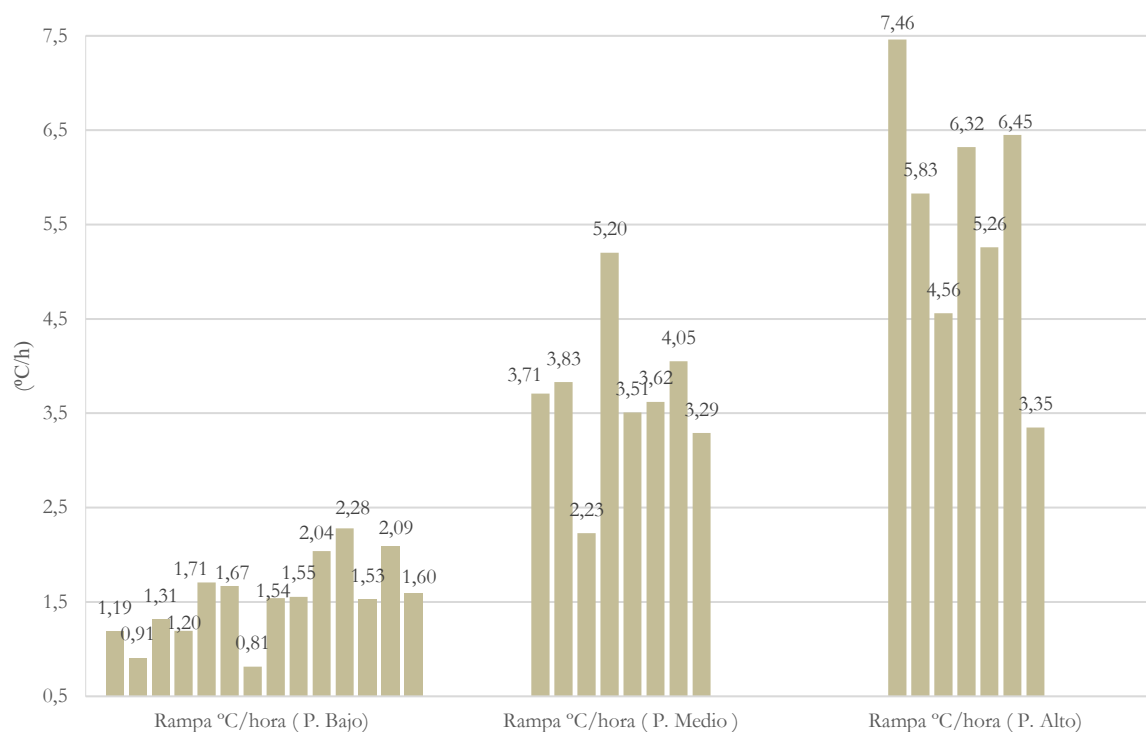


Figura 99. Rampas de calentamiento del depósito de 5.000 l.

En la Tabla 65, se muestran los valores medios de la temperatura máxima del depósito de 5.000 l así como la media de la rampa de calentamiento conseguidos para cada periodo de radiación.

Tabla 65. Valores medios de calentamiento del depósito de 5.000 l.

PERIODO	T ^o Máx. Dep. 5.000 l	Rampa °C/hora
Valores Medios P. Bajo	42,47	1,53
Valores Medios P. Medio	64,28	3,68
Valores Medios P. Alto	81,14	5,61

Según las tablas y gráficos anteriores, en el Periodo de Radiación Bajo los niveles de temperaturas alcanzados en el depósito son inferiores a los alcanzados en los otros dos periodos. De hecho, aunque se consiguen algunos días de temperatura no muy baja (algún máximo de 60,7 °C), propiciados por ser días despejados, el resto de los días el depósito apenas alcanza temperatura (18 °C- 44 °C) al ser días nublados en los que la radiación no fue tan alta, con lo que la temperatura media que se podría alcanzar en el depósito en este periodo serían 42,47 °C. Además, la velocidad de calentamiento para este periodo es pequeña puesto que el valor medio de la rampa de calentamiento es de 1,53 °C/hora.

Para el Periodo de Radiación Medio, los niveles de temperaturas alcanzados en el depósito son superiores a los alcanzados en el periodo de radiación bajo e inferiores a los alcanzados en el periodo de radiación alto. Aunque hay días que se alcanza un buen nivel de temperatura (entre 70 °C y 79,3 °C) el resto no consigue subir de 64,3 °C, teniendo un mínimo de 49,1 °C. La velocidad de calentamiento para este periodo es media, puesto que el valor medio de la rampa de calentamiento es de 3,68 °C/hora.

En el Periodo de Radiación Alto, los niveles de temperaturas alcanzados en el depósito fueron muy buenos, consiguiendo un nivel de temperatura entre 76,1 °C y 85,7 °C. Además, la velocidad de calentamiento es superior a la del periodo de radiación medio, teniendo un valor de 5,61 °C/hora.

En la Tabla 66 se muestran los datos correspondientes al estudio de las curvas de enfriamiento del depósito desde el momento en que finaliza la radiación solar hasta el inicio de la radiación solar del día siguiente pudiendo ver así el decremento de temperatura nocturna y la rampa de enfriamiento. En la Tabla 67 se muestran los valores medios alcanzados. La pérdida de temperatura en los depósitos es similar para los tres periodos, siendo muy pequeña la variación de temperatura nocturna, lo que supone que el depósito tiene un adecuado aislamiento.

Tabla 66. Datos de enfriamiento del depósito de 5.000 l.

PERIODO	DÍA	HORA fin rad. solar	T ₂ noche °C	DÍA	HORA ini.rad.solar	T ₂ día °C	ΔT °C Depósito	Rampa enfriam. °C/hora
BAJO	09/12/2019	18:10:13	26,68	10/12/2019	8:37:07	26,32	0,37	0,03
BAJO	03/01/2020	18:21:55	50,22	04/01/2020	8:45:54	49,60	0,62	0,04
BAJO	04/01/2020	18:22:45	55,16	05/01/2020	8:47:53	54,38	0,79	0,05
BAJO	05/01/2020	18:22:56	58,73	06/01/2020	8:47:52	57,93	0,80	0,06
BAJO	11/01/2020	18:29:33	34,65	12/01/2020	8:47:49	34,18	0,47	0,03
BAJO	12/01/2020	18:30:15	43,36	13/01/2020	8:36:49	42,80	0,56	0,04
BAJO	17/01/2020	18:31:25	17,36	18/01/2020	9:11:36	17,00	0,36	0,02
BAJO	19/01/2020	18:36:25	26,32	20/01/2020	8:46:36	25,91	0,41	0,03
BAJO	21/01/2020	18:35:42	35,38	22/01/2020	9:24:34	34,79	0,59	0,04
BAJO	02/02/2020	18:55:13	26,26	03/02/2020	8:34:41	25,75	0,51	0,04
BAJO	05/02/2020	18:59:40	42,61	06/02/2020	8:25:40	41,76	0,85	0,06
BAJO	06/02/2020	18:54:17	48,82	07/02/2020	8:45:40	48,08	0,74	0,05
BAJO	07/02/2020	18:55:56	53,15	08/02/2020	8:35:39	52,36	0,79	0,06
BAJO	10/02/2020	19:00:30	57,52	11/02/2020	8:28:44	56,89	0,63	0,05
MEDIO	06/03/2020	18:50:39	62,86	07/03/2020	7:58:48	61,56	1,30	0,10
MEDIO	14/03/2020	19:37:53	78,02	15/03/2020	7:38:52	76,45	1,57	0,13
MEDIO	22/03/2020	19:42:54	48,29	23/03/2020	7:30:53	47,32	0,97	0,08
MEDIO	19/04/2020	21:07:55	62,58	20/04/2020	7:39:56	61,65	0,93	0,09
MEDIO	06/10/2020	20:02:52	56,39	07/10/2020	8:21:45	54,99	1,40	0,11
MEDIO	07/10/2020	19:57:52	76,56	08/10/2020	8:22:50	74,37	2,19	0,18
MEDIO	10/10/2020	19:57:47	52,32	11/10/2020	8:32:47	50,44	1,88	0,15
MEDIO	11/10/2020	19:55:46	69,21	12/10/2020	8:33:47	66,91	2,30	0,18
ALTO	02/05/2020	21:19:58	84,89	03/05/2020	7:30:59	82,67	2,22	0,22
ALTO	17/05/2020	21:36:07	78,13	18/05/2020	7:10:59	76,48	1,65	0,17
ALTO	19/05/2020	21:41:10	80,8	20/05/2020	7:11:12	79,34	1,46	0,15
ALTO	30/06/2020	21:43:10	78,64	01/08/2020	7:28:10	76,81	1,83	0,19
ALTO	02/09/2020	20:58:28	75,08	03/09/2020	7:57:29	73,2	1,88	0,17
ALTO	04/09/2020	21:01:27	84,45	05/09/2020	7:59:27	82,21	2,24	0,20
ALTO	15/09/2020	20:33:05	80,27	16/09/2020	8:08:03	78,44	1,83	0,16

Tabla 67. Valores medios de enfriamiento del depósito de 5.000 l.

PERIODO	Variación T ^a noche Dep.5.000 l	Rampa enfriamiento °C/hora
Valores Medios P. Bajo	0,61	0,04
Valores Medios P. Medio	1,57	0,13
Valores Medios P. Alto	1,87	0,18

5.5.4 Ensayo tipo 1.3

El objetivo de los ensayos 1.3 fue estudiar el comportamiento de los depósitos de 1.000 y 5.000 l al mismo tiempo. El esquema de funcionamiento que sigue el sistema solar cuando se realizan los ensayos de tipo 1.3 es el mostrado en la Figura 69. En este ensayo se controló cuantos días tarda el conjunto de los dos depósitos en llegar a la temperatura de consigna según el periodo de radiación. Para ello, se consideraron las temperaturas mínimas y máximas de cada depósito y las horas a las que éstas se producían durante todo el periodo transcurrido hasta que ambos depósitos estuvieron a temperatura de régimen. Esto permitió determinar la duración del calentamiento, pudiendo extraer así cuanto tiempo se tarda.

En el periodo de radiación bajo fue muy difícil realizar este ensayo, puesto que el depósito de 1.000 l en este periodo prácticamente no fue capaz de alcanzar la temperatura de consigna. Así, solo fue posible realizar un ensayo de esta tipología en febrero, marcando como consigna 80 °C para este depósito. El ensayo comenzó el día 19 de febrero y el conjunto no alcanzó la temperatura de régimen hasta el cuarto día, considerándose esto una excepción de lo que normalmente ocurriría en periodo bajo. En la Tabla 68 se muestran las temperaturas alcanzadas por los depósitos cada día y en la Figura 100 una imagen de las curvas de calentamiento.

Tabla 68. Datos de calentamiento en periodo bajo del conjunto de 1.000 l+5.000 l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 _{MIN} °C	Hora T3 _{MIN}	T3 _{MAX} °C	Hora T3 _{MAX}	T2 _{MIN} °C	Hora T2 _{MIN}	T2 _{MAX} °C	Hora T2 _{MAX}
BAJO	1.3	19/02/2020	45,4	9:57:46	81,1	13:14:46	19,1	8:34:46	36,4	17:42:45
BAJO	1.3	20/02/2020	63,9	10:27:46	81,1	12:31:45	34,8	8:15:46	53,9	17:35:45
BAJO	1.3	21/02/2020	66,4	10:29:45	80,9	12:19:45	51,7	8:55:46	71,6	17:20:45
BAJO	1.3	22/02/2020	70,2	10:28:45	82,9	17:41:44	68,4	8:44:45	85,6	17:42:44

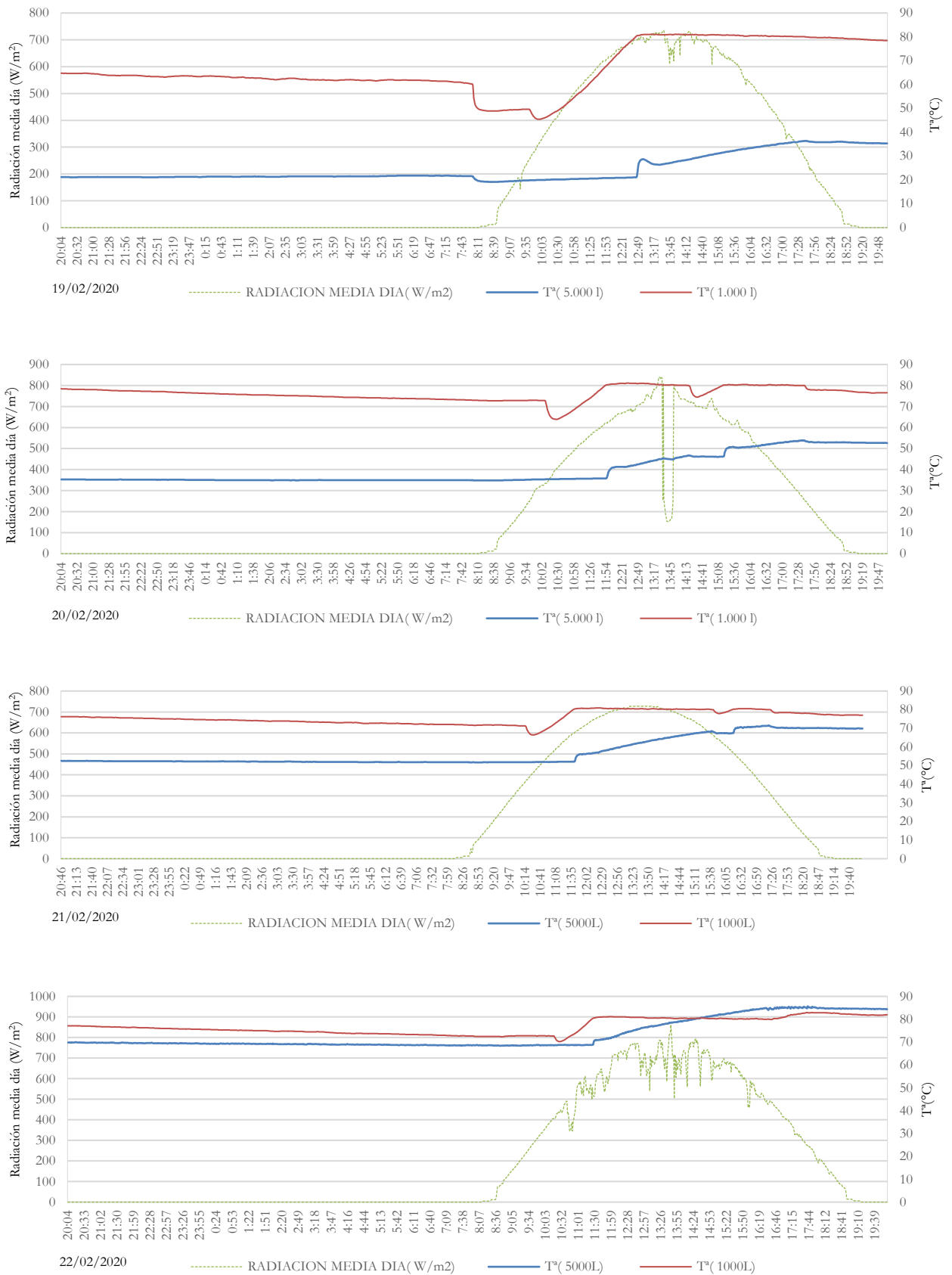


Figura 100. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Bajo_Febrero.

Durante el periodo medio también fue complicado realizar este ensayo al ser difícil conseguir la temperatura de consigna en el depósito de 1.000 l. Aun así, en la Tabla 69 se muestran los resultados del ensayo realizado del 15 al 18 de octubre en el que aunque se logran buenas temperaturas en el depósito de 5.000 l no se logra llegar a 80°C ya que a partir del día 19 se tiene peor radiación y no se consigue aumentar más la temperatura. En la Figura 101 se observan las gráficas de calentamiento.

Tabla 69. Datos de calentamiento en periodo medio (octubre) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 _{MIN} °C	Hora T3 _{MIN}	T3 _{MAX} °C	Hora T3 _{MAX}	T2 _{MIN} °C	Hora T2 _{MIN}	T2 _{MAX} °C	Hora T2 _{MAX}
MEDIO	1.3	15/10/2020	62,3	10:58:46	86,6	13:38:46	26,2	9:02:05	47,8	18:48:47
MEDIO	1.3	16/10/2020	75,1	11:18:46	86,1	12:31:46	45,6	9:06:47	61,3	17:20:46
MEDIO	1.3	17/10/2020	75,7	11:36:45	85,7	16:01:45	58,7	8:02:45	70,8	17:46:45
MEDIO	1.3	18/10/2020	76,1	11:36:46	85,9	13:11:44	67,7	9:00:45	75,6	17:36:44

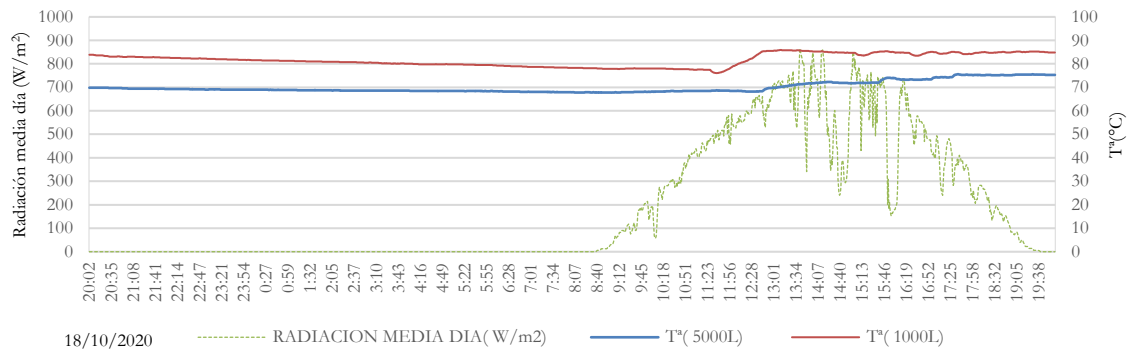
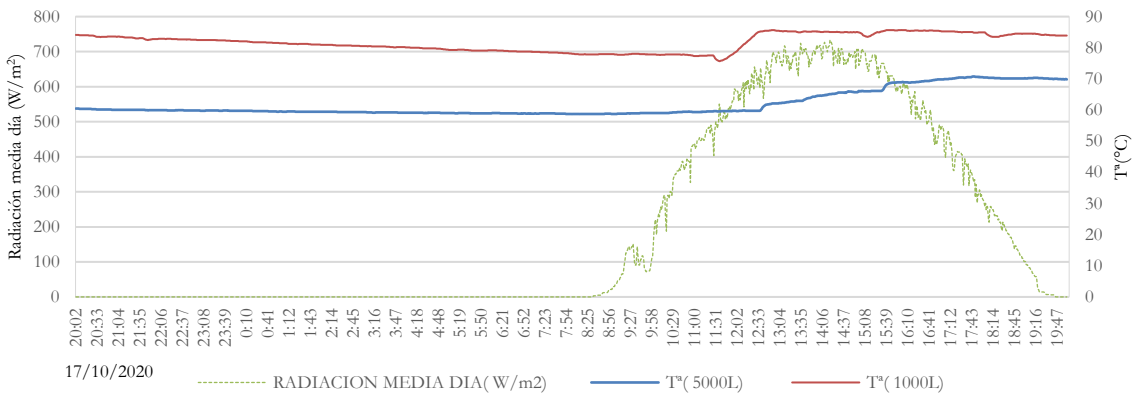
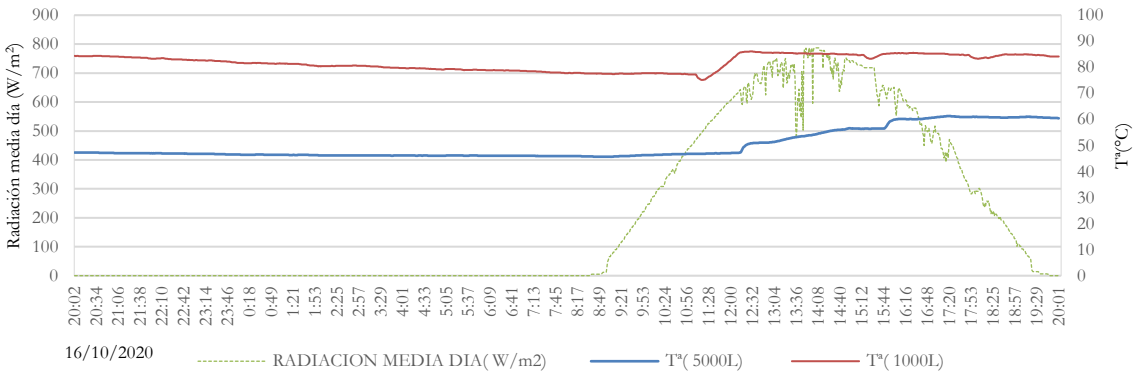
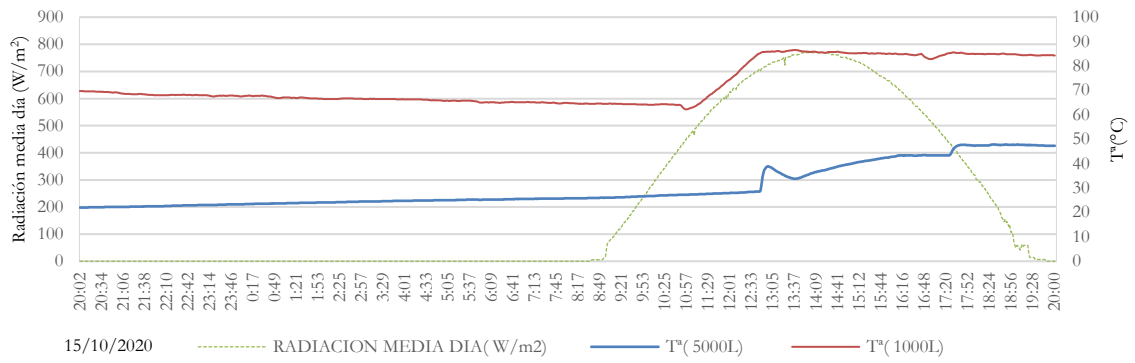


Figura 101. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Medio_octubre.

Se consigue realizar otro ensayo tipo 1.3, finalizando el periodo medio y comenzando el periodo alto, y que por las características de los días se puede asemejar al periodo medio. Comienza el 29 de abril y finaliza el 2 de mayo. Los resultados se muestran en la Tabla 70. En la Figura 102 se proporcionan las rampas de calentamiento.

Tabla 70. Datos de calentamiento en periodo medio (abril-mayo) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 _{MIN} °C	Hora T3 _{MIN}	T3 _{MAX} °C	Hora T3 _{MAX}	T2 _{MIN} °C	Hora T2 _{MIN}	T2 _{MAX} °C	Hora T2 _{MAX}
MEDIO	1.3	29/04/2020	64,5	10:15:44	82,0	11:30:22	21,8	9:00:05	34,3	20:07:45
MEDIO	1.3	30/04/2020	73,0	9:05:10	81,5	12:15:20	34,2	12:05:02	40,1	20:02:35
ALTO	1.3	01/05/2020	74,0	9:02:54	82,0	15:13:17	40,0	9:03:36	58,2	20:05:04
ALTO	1.3	02/05/2020	75,0	9:01:26	85,3	20:00:00	53,5	9:01:51	85,1	20:01:05

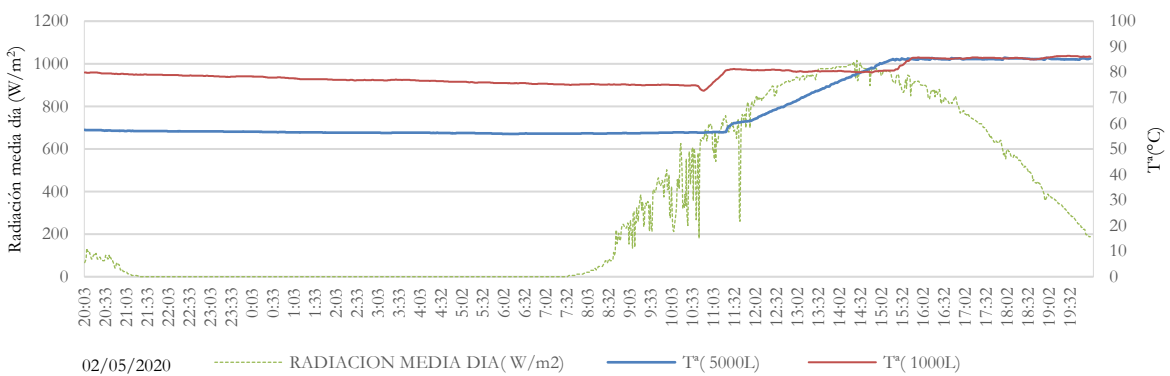
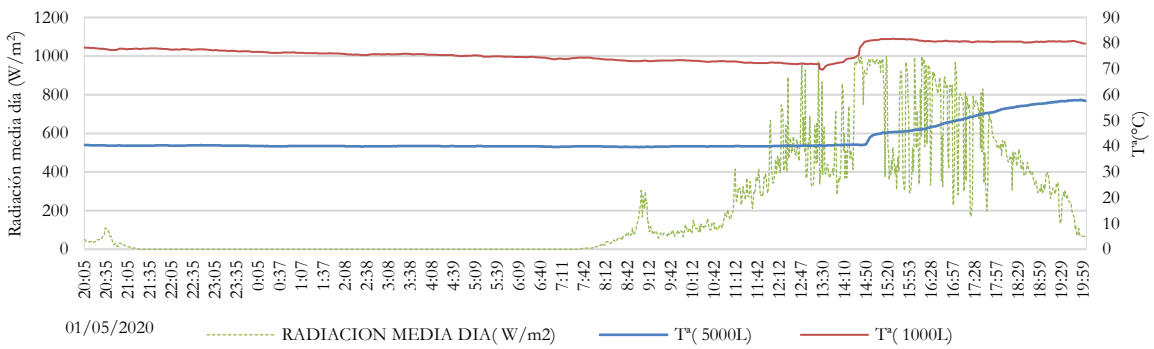
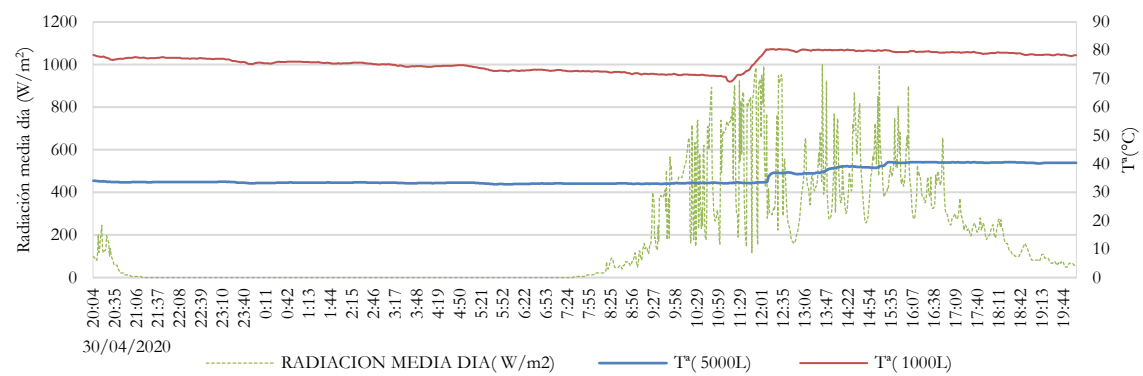
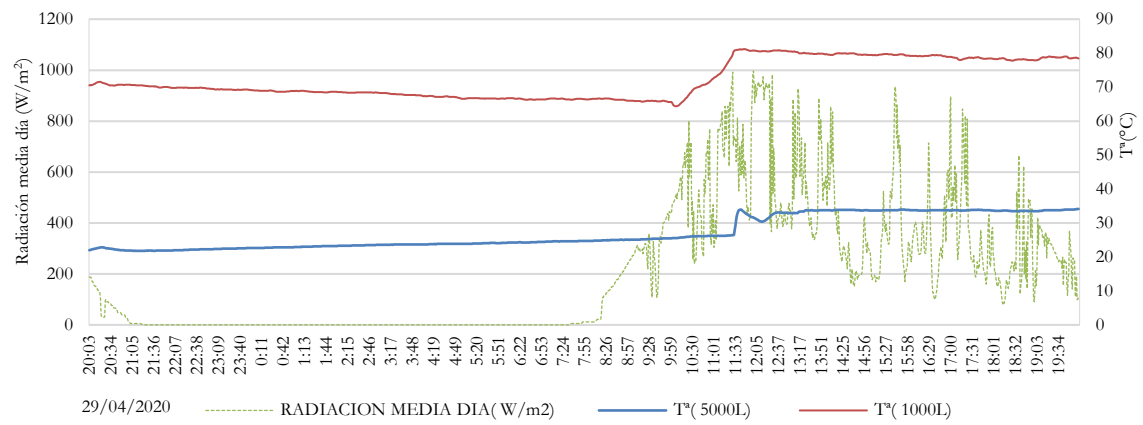


Figura 102. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Medio_Abril_Mayo.

En el periodo de radiación alto este ensayo se consigue hacer sin problemas ya que los depósitos alcanzan la temperatura de consigna en un único día o como mucho al día siguiente, prueba de ello son los resultados que se muestran en la Tabla 71, Tabla 72, Tabla 73 y Tabla 74.

En la Figura 103, Figura 104, Figura 105 y Figura 106 se observan las gráficas de calentamiento, resaltando que hasta en días con radiación variable, se han conseguido buenos resultados.

Tabla 71. Datos de calentamiento en periodo alto (mayo) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 MIN °C	Hora T3 MIN	T3 MAX °C	Hora T3 MÁX	T2 MIN °C	Hora T2 MIN	T2 MAX °C	Hora T2 MÁX
ALTO	1.3	16/05/2020	24,2	9:02:05	83,5	20:05:41	16,5	10:45:12	25,2	20:02:01
ALTO	1.3	17/05/2020	74,2	9:15:41	83,2	20:01:27	24,1	9:02:04	77,5	20:01:52

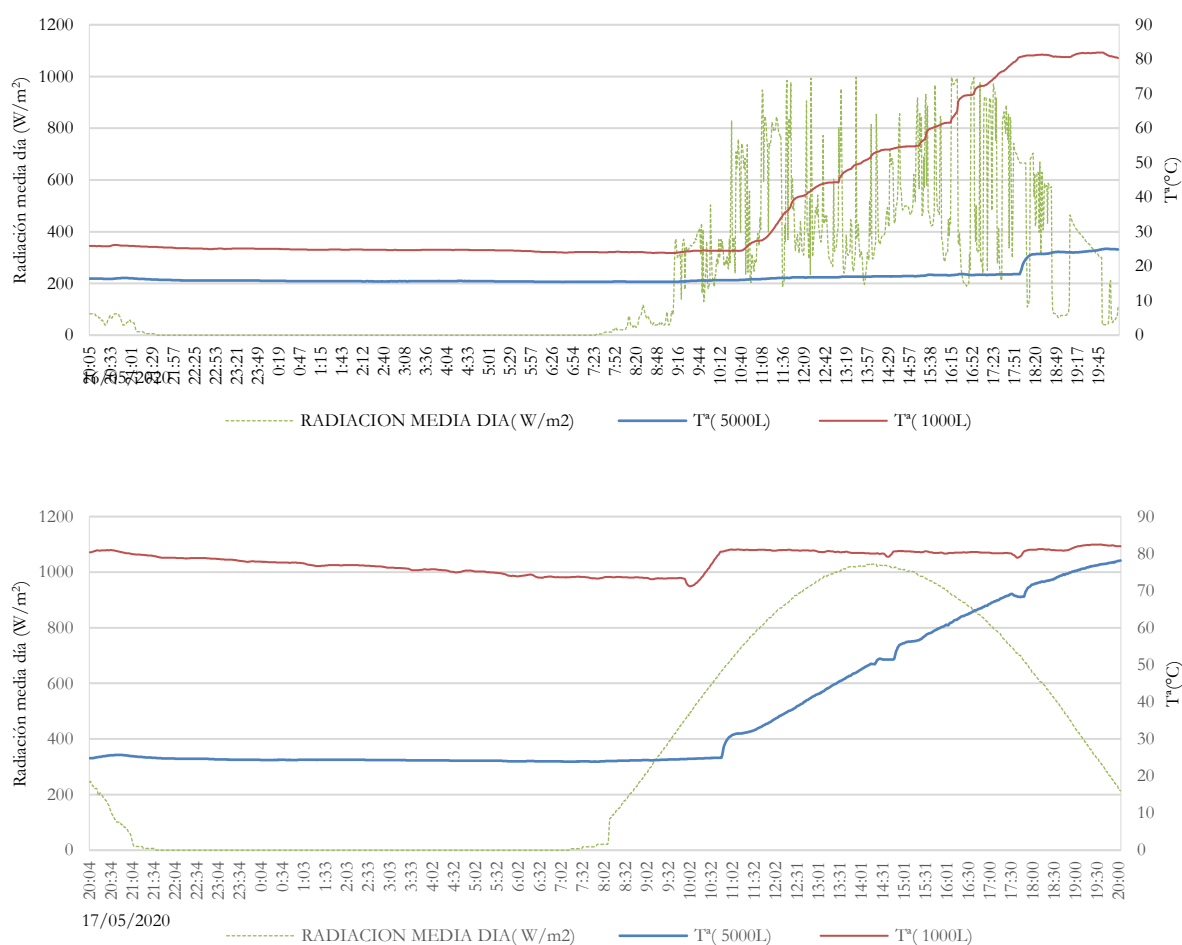


Figura 103. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Alto_Mayo.

Tabla 72. Datos de calentamiento en periodo alto (junio) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 MIN °C	Hora T3 MIN	T3 MAX °C	Hora T3 MÁX	T2 MIN °C	Hora T2 MIN	T2 MAX °C	Hora T2 MÁX
ALTO	1.3	30/06/2020	29,5	7:51:13	82,4	12:49:13	32,4	7:53:13	79,6	19:58:11

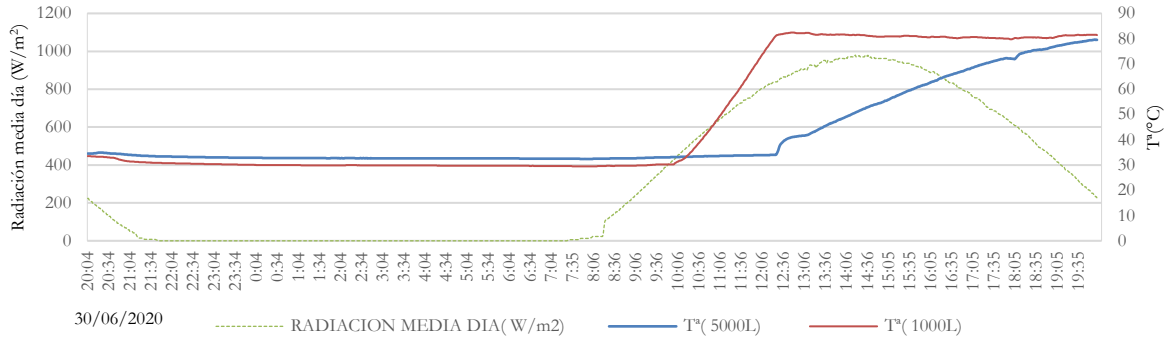


Figura 104. Gráficos de calentamiento P. Radiación Alto_Junio.

Tabla 73. Datos de calentamiento en periodo alto (inicio septiembre) del conjunto de 1.000 l+5.000 l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 MIN °C	Hora T3 MIN	T3 MAX °C	Hora T3 MÁX	T2 MIN °C	Hora T2 MIN	T2 MAX °C	Hora T2 MÁX
ALTO	1.3	03/09/2020	61,2	13:40:55	82,0	14:50:37	48,3	15:10:24	68,0	20:01:50
ALTO	1.3	04/09/2020	74,2	10:15:24	87,1	11:20:55	65,2	10:02:48	85,8	14:20:38

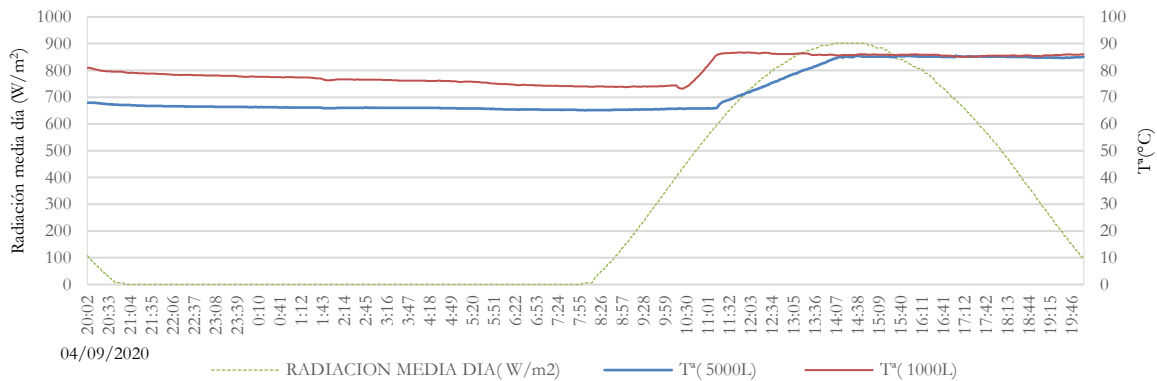
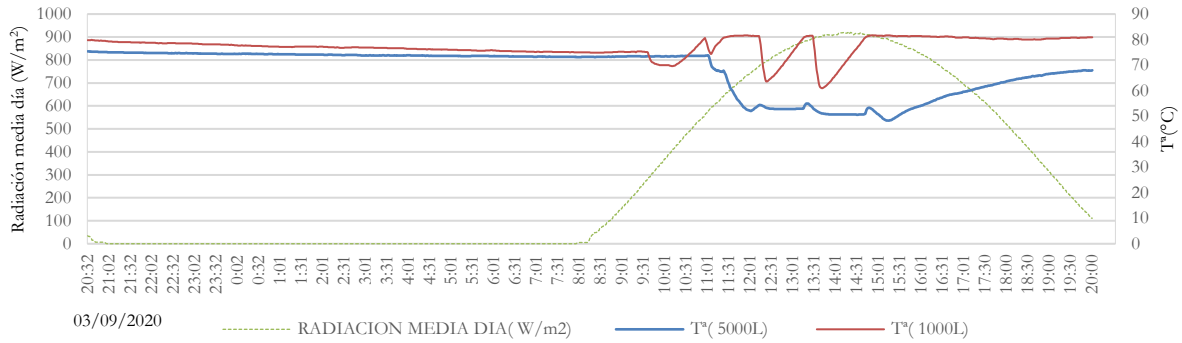


Figura 105. Gráficos de calentamiento Ensayo 1.3. P. Radiación Alto_Inicio septiembre.

Tabla 74. Datos de calentamiento en periodo alto (mediados septiembre) del conjunto de 1.000l+5.000l.

PER.	TIPO DE ENSAYO	DÍA	DEPÓSITO 1.000 l				DEPÓSITO 5.000 l			
			T3 MIN °C	Hora T3 MIN	T3 MAX °C	Hora T3 MÁX	T2 MIN °C	Hora T2 MIN	T2 MAX °C	Hora T2 MÁX
ALTO	1.3	15/09/2020	42,1	10:10:55	87,0	13:15:44	60,0	15:03:27	82,3	20:05:28

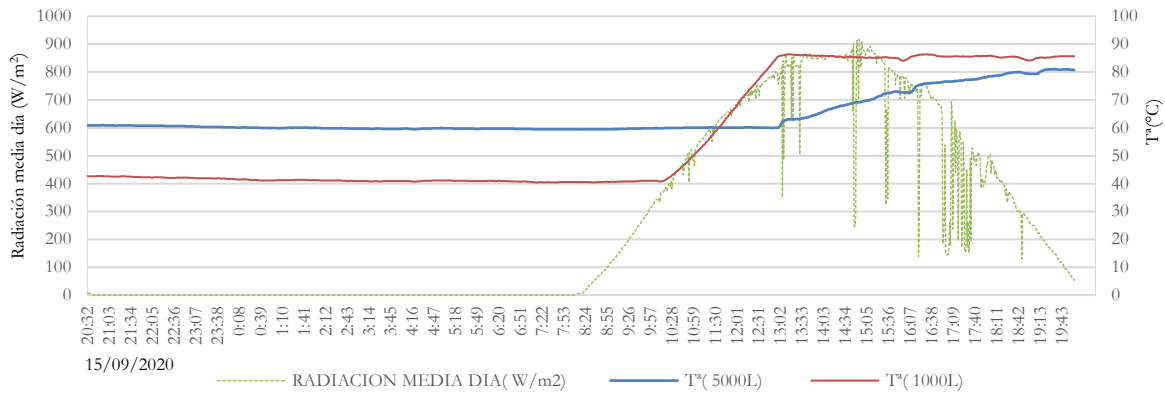


Figura 106. Gráficos de calentamiento P. Radiación Medio_Mediados septiembre

De los ensayos 1.3 se extrae como conclusión que calentar todo el volumen de agua de los dos depósitos a una temperatura razonable solo sería posible en los meses de mayo, junio y septiembre, y a lo largo de un día o de dos a lo sumo. En el periodo medio se necesitarían aproximadamente cuatro días para calentar todo el volumen y aun así el depósito de 5.000 l no alcanzaría en todas las ocasiones los 85 °C de consigna. También se necesitará una media de cuatro días para poder alcanzar una temperatura razonable en el conjunto.

Por tanto, se puede concluir de este análisis que con el prototipo diseñado resultaría más operativo para la industria usar más el agua para los recibos de caldera, intentando tener a la mayor temperatura posible el depósito de 1.000 l, en lugar de aspirar a calentar todo el volumen de agua en los dos depósitos para hacer el llenado completo de caldera.

5.5.5 Ensayo tipo 2

En los ensayos de tipo 2 el objetivo fue evaluar el comportamiento del sistema cuando se utiliza el agua almacenada en los dos depósitos para la reposición total del agua de la balsa de cocción, el día de limpieza y nuevo llenado. El ensayo trata de evaluar el aporte de calor a la caldera e incremento de la temperatura correspondiente cuando se descargan ambos depósitos. Se realizaron ensayos en los tres periodos de radiación, los resultados correspondientes al periodo de radiación bajo se recogen en la Tabla 75 y se representan en la Figura 107, Figura 108, Figura 109 y Figura 110.

Las variables recogidas en la tabla son la temperatura a la que se encontraban ambos depósitos antes de hacer la descarga (T2 y T3) y la temperatura de la sonda T8, que es la temperatura medida en el fondo de balsa de cocción y a partir de la cual se pudo conocer la evolución de la temperatura una vez vertida a la caldera, desde que comienza a llenarse hasta que la temperatura se estabiliza, ya que debido a la entrada de agua fría en el sistema para presurizar la instalación la temperatura que había almacenada en los depósitos baja al mezclarse con este agua fría y eso repercute en el valor final T8.

Por otro lado, se registró el valor de la temperatura T4, que es la temperatura de entrada del agua fría al sistema proveniente del pozo que alimenta el depósito existente en la industria, temperatura que se mide en una sonda que se encuentra colocada en la tubería que une el depósito de agua fría existente en la fábrica con los depósitos solares, según se indica en el esquema de la instalación de la Figura 49. Así, disponiendo del valor de T4, se puede comparar con el valor de la temperatura T8 alcanzada en la caldera, ya que este valor de temperatura T4 hubiera sido la temperatura a la que el agua hubiera entrado en la caldera en caso de no existir el sistema solar Fresnel.

Tabla 75. Datos de ensayos tipo 2_periodo de radiación bajo.

DÍA	PERIODO DE RADIACIÓN BAJO			
	T2 °C (5.000l)	T3 °C (1.000l)	T8°C (Agua en caldera)	T4°C (Entrada fría)
24/11/2019	14,63	49,63	17,7	11,24
15/12/2019	34,72	38,02	30,5	12,16
06/01/2020	62,91	14,6	39,7	13,78
26/01/2020	35,76	11,45	24,5	9,87

Según se observa en la tabla, este tipo de ensayo se realizó cuatro días de este periodo. Al ser en periodo de radiación bajo, lo primero que se aprecia es que la temperatura inicial de los depósitos no es muy alta, en el mejor de los casos para el depósito de 1.000 l fue de 62,91 °C y de 49,63 °C para el depósito de 5.000 l. Por tanto, la temperatura final conseguida en caldera es también baja siendo en el mejor de los casos 39,7 °C y 17,7 °C en el peor.

En la Figura 107 se presenta la evolución de las temperaturas en los depósitos mientras se está descargando el agua a la caldera la evolución de la temperatura del agua en la propia caldera mientras se realiza el llenado y la evolución de la temperatura del agua fría de entrada al sistema proveniente del pozo y almacenada en el depósito existente en la fábrica. Como puede apreciarse, el agua del depósito de 1.000 l está inicialmente a 49,63 °C y la del depósito de 5.000 l a 14,63 °C, justo antes de proceder al llenado de la caldera. Una vez que comienza el llenado, la temperatura T8 comienza a subir hasta 31,2 °C y sin embargo luego desciende finalizando en 17,7 °C, notándose el efecto de la entrada de agua fría en los depósitos para presurizar el sistema cuando comienzan la descarga. La temperatura final conseguida en caldera es de 17,7 °C, sólo apenas 6,46 °C más que la temperatura de entrada fría T4, temperatura a la que se hubiera llenado la caldera en caso de no disponer de sistema solar. Se observa como T4 aumenta ligeramente cuando comienza a llenarse el sistema, esto es debido a que la sonda de temperatura se encuentra en la tubería de llenado de la instalación solar y está midiendo la temperatura del agua contenida en la tubería, hasta que comienza a moverse el flujo en la misma para llenar la instalación.

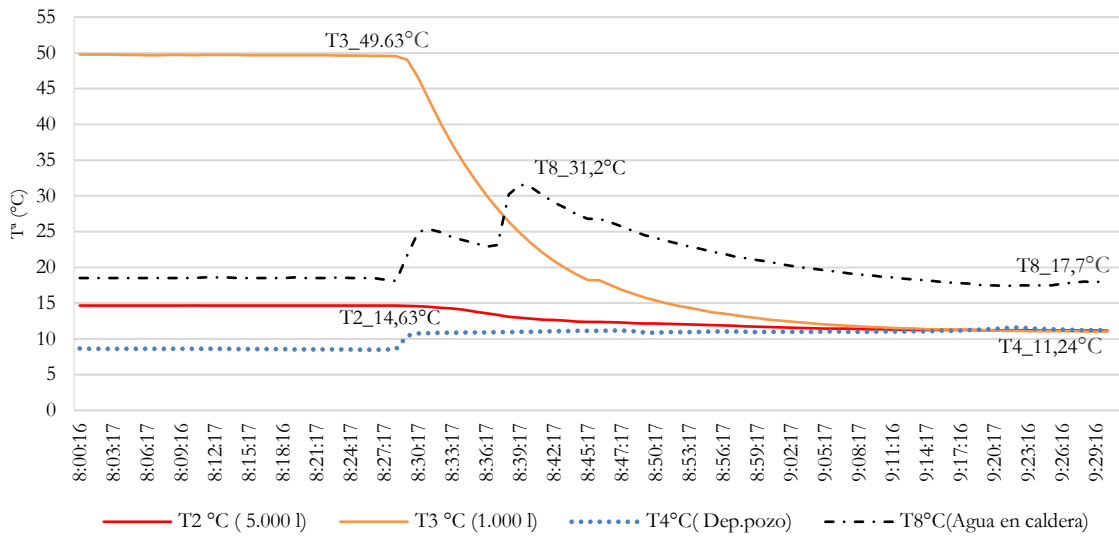


Figura 107. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 24_11_2019.

Como se muestra en la Figura 108, el día 15 de diciembre el agua del depósito de 1.000 l estuvo a 38,02 °C y la del depósito de 5.000 l a 34,72 °C (ambos depósitos a temperaturas similares) cuando se inicia el llenado de la caldera, como en el caso anterior, la temperatura T8 comienza a subir hasta 36,9 °C, decrece posteriormente y finaliza en 30,5 °C, una diferencia de 18,34 °C más que la temperatura de entrada fría T4, siendo esta la ganancia que se consiguió al usar el agua precalentada por el sistema solar.

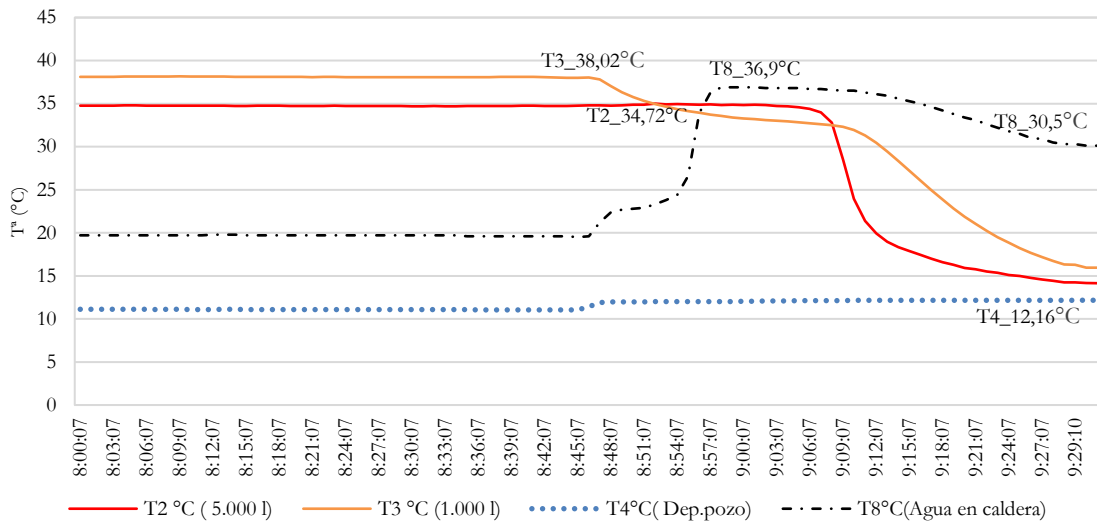


Figura 108. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 15_12_2019.

Como se muestra en la Figura 109, el día 06 de enero el agua del depósito de 5.000 l estaba a 62,91 °C antes de comenzar la descarga y el depósito de 1.000 l a 14,60 °C. En esta ocasión se realizó el ensayo partiendo de mayor temperatura en el depósito grande que en el pequeño, al comienzo de llenado de la caldera la temperatura T8 comenzó a subir hasta 48,5 °C, y al igual que en los casos anteriores, desciende a continuación finalizando en 39,7 °C, una diferencia de 25,92 °C más que la temperatura de entrada fría T4.

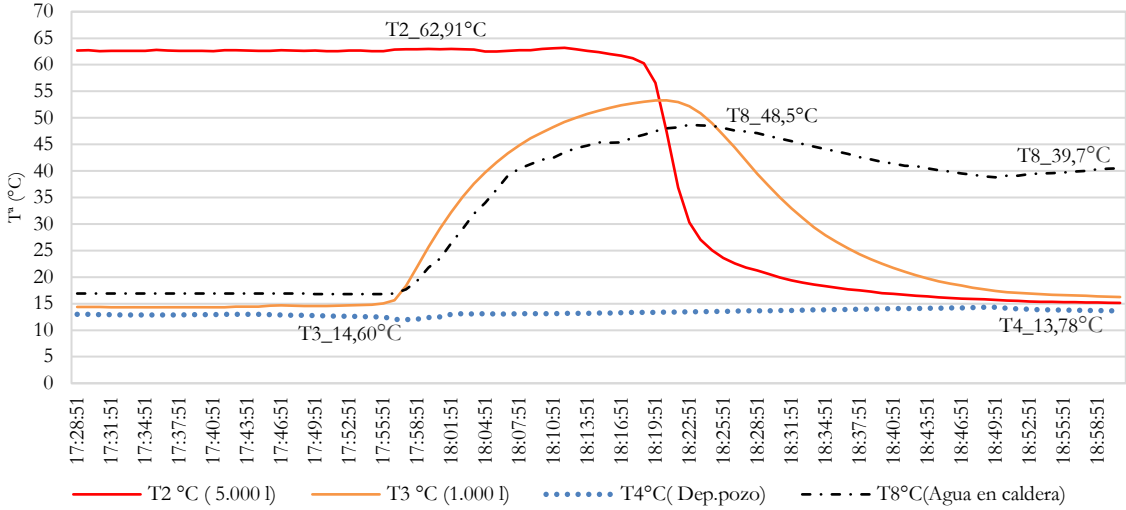


Figura 109. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 06_01_2020.

En la Figura 110 se muestra la evolución del ensayo realizado el día 26 de enero en el que el agua del depósito de 1.000 l estaba a 35,76 °C antes de comenzar la descarga y el depósito de 5.000 l a 11,45 °C. Como en los casos anteriores, al comenzar a llenar la caldera la temperatura T8 comenzó a subir hasta 29,5 °C, descendiendo hasta 24,5°C suponiendo una temperatura de 14,63 °C más que la temperatura de entrada fría T4.

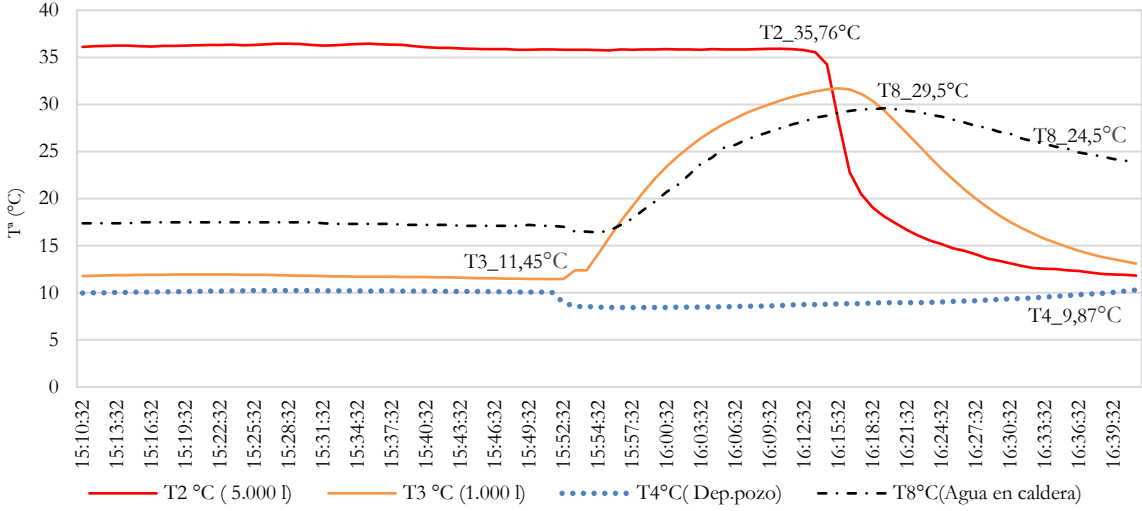


Figura 110. Ensayo tipo 2. Periodo radiación bajo 26_01_2020.

De lo anterior se puede extraer como conclusiones, para el periodo de radiación bajo, que, por un lado, el agua precalentada en los depósitos para su posterior vertido a caldera no tiene una temperatura de

partida demasiado elevada, y que además, debido al procedimiento de llenado por presión de la instalación, el agua fría de entrada al sistema, se mezcla con la precalentada almacenada en los depósitos, provocando que finalmente la temperatura del agua en la caldera sea aún menor que a la que se encontraba el agua en los depósitos.

Los resultados correspondientes al periodo de radiación medio, se recogen en la Tabla 76 y en la Figura 111, Figura 112 y Figura 113.

Tabla 76. Datos de ensayos tipo 2 periodo de radiación medio.

DÍA	PERIODO DE RADIACIÓN MEDIO			
	T2 °C (5.000l)	T3 °C (1.000l)	T8°C (Agua en caldera)	T4°C (Entrada fría)
11/03/2020	81,97	77,46	52,4	18,01
16/04/2020	73,59	50,92	49,7	15,39
21/10/2020	67,69	67,3	49,2	15,97

Como se muestra en la tabla, este tipo de ensayo se realizó tres días de este periodo. Al ser periodo medio lo primero que se observa es que la temperatura inicial de los depósitos es mayor de la que se disponía en el periodo de radiación bajo. La temperatura inicial de los depósitos fue media-alta, con valores para el depósito de 1.000 l de hasta 77,46 °C y de 81,97 °C para el depósito de 5.000 l. Por tanto, la temperatura final conseguida en caldera (T8) también fue mejor que en el anterior periodo, siendo en el mejor de los casos 52,4 °C y 49,7°C en el peor.

La Figura 111, muestra la evolución del ensayo el día 11 de marzo, en este caso el agua del depósito de 1.000 l estaba a 77,46 °C y el depósito de 5.000 l a 81,97 °C, antes del comienzo de llenado de la caldera. Al igual que en los ensayos del periodo de radiación bajo, y debido a la entrada de agua fría en el sistema para presurizar la instalación, la temperatura T8 al inicio del llenado comenzó a subir hasta 75,3 °C y terminó descendiendo hasta 52,4 °C, es decir, partiendo de que los dos depósitos estaban a temperaturas próximas a los 80 °C al inicio, finalmente debido a la mezcla con el agua fría de entrada, el agua en caldera solo llegó a 52,4 °C, suponiendo una pérdida de temperatura de aproximadamente 28 °C. Aun así, si se compara la temperatura final alcanzada en caldera, con el valor de la temperatura T4 de 18,01 °C, se consiguió un incremento de 34.39 °C más que si el agua no hubiera estado precalentada por sistema solar.

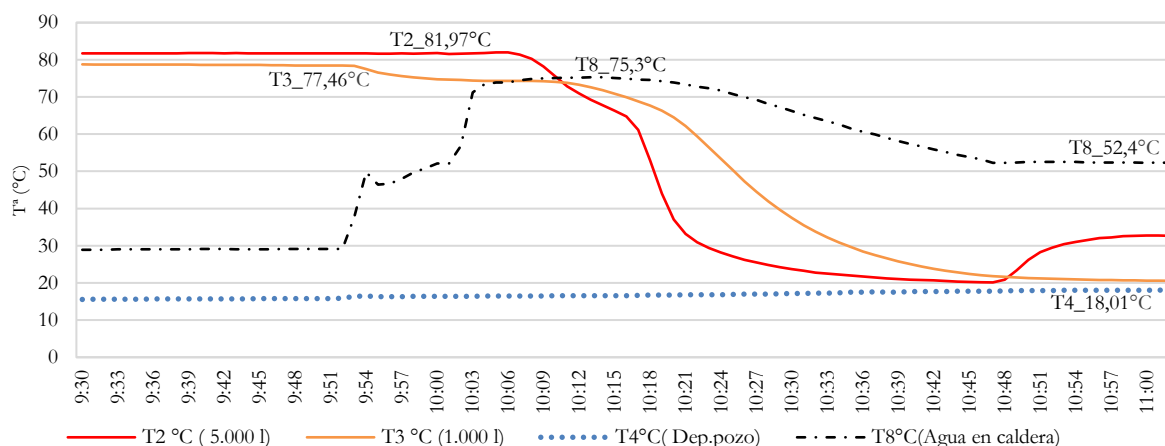


Figura 111. Ensayo tipo 2. Periodo radiación medio 11_03_2020.

La Figura 112, muestra la evolución del ensayo que se realizó el día 16 de abril, el agua del depósito de 1.000 l estaba a 73,59 °C y la del depósito de 5.000 l a 50,92°C. Al comienzo de llenar la caldera, al igual que en todos los casos, la temperatura T8 comenzó a subir hasta los 61°C descendiendo a continuación para llegar a 49,7°C. Al igual que en el caso anterior, la bajada de temperatura se produce por la entrada automática de agua fría en el sistema. Aun así, si se compara la temperatura final alcanzada en caldera, con el valor de la temperatura T4 de 15,39 °C, se consiguió un incremento de 34,31 °C más que si el agua no hubiera estado precalentada por sistema solar.

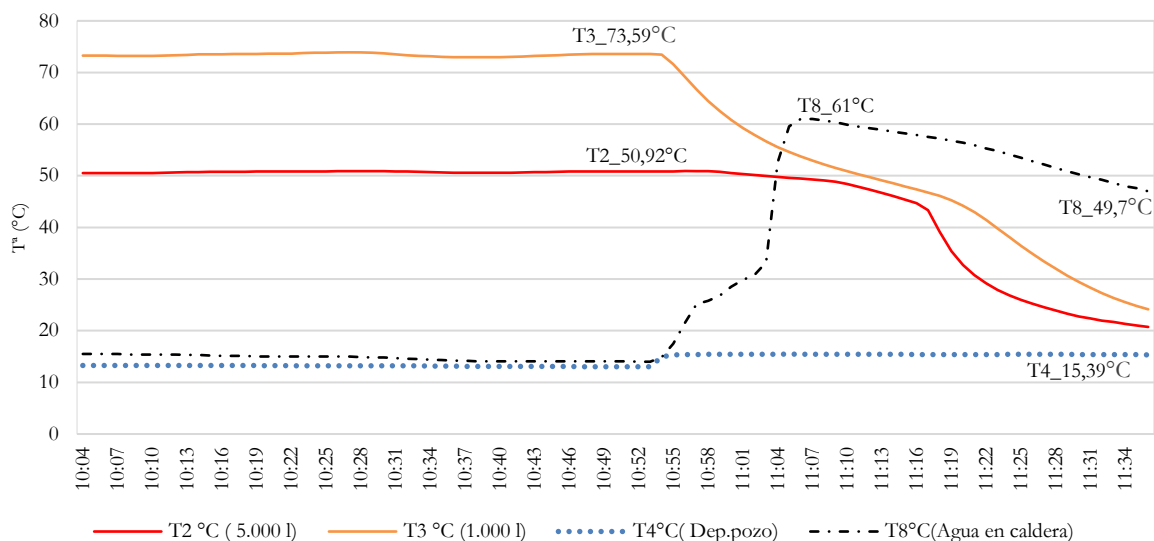


Figura 112. Ensayo tipo 2. Periodo radiación medio 16_04_2020.

La Figura 113, muestra la evolución del ensayo que se realizó el día 21 de octubre, el agua del depósito de 1.000 l estaba a 67,30 °C y la del depósito de 5.000 l a 67,69 °C. Al comienzo de llenar la caldera, la temperatura T8 comenzó a subir hasta los 68,6 °C, descendiendo a continuación hasta los 49,2 °C. Al igual que en el caso anterior, la bajada de temperatura, se produjo por la entrada automática de agua fría en el sistema. Aun así, si se compara la temperatura final alcanzada en caldera, con el valor de la temperatura T4 de 15,97 °C, se consiguió un incremento de 33,23 °C más que si el agua no hubiera estado precalentada por sistema solar.

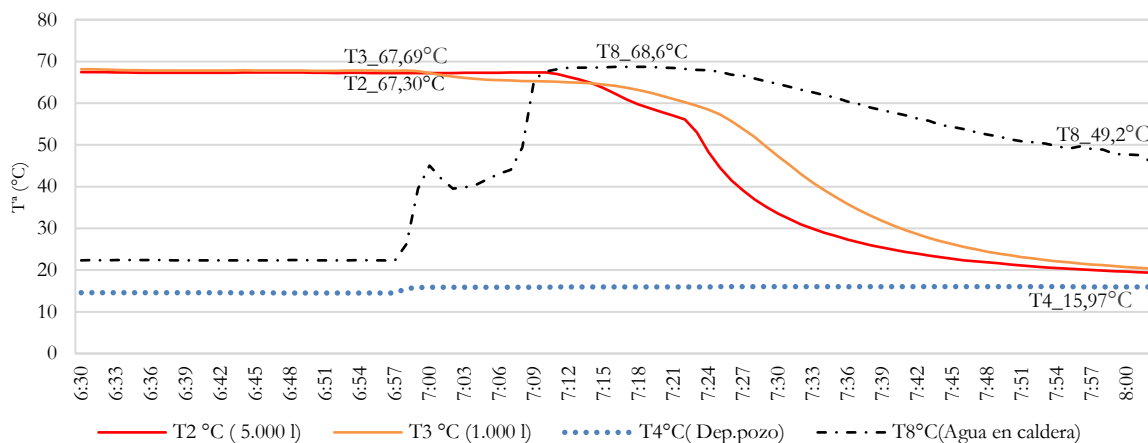


Figura 113. Ensayo tipo 2. Periodo radiación medio 21_10_2020.

En general, de la evolución de los ensayos anteriores tipo 2, realizados en periodo de radiación medio, se llega a la misma conclusión del periodo de radiación bajo, y es que, aun partiendo en esta ocasión de buena temperatura del agua almacenada en los depósitos, debido al modo de llenado de la instalación solar, se acaba por tener en la caldera una temperatura menor a la inicialmente almacenada, aunque en todos los casos superior en más de 33 °C a la temperatura que hubiera estado si no hubiera existido la instalación solar para precalentar el agua.

Los resultados correspondientes al periodo de radiación alto se recogen en la Tabla 77 y se visualizan en la Figura 114 y Figura 115.

Tabla 77. Datos de ensayos tipo 2 periodo de radiación alto.

DÍA	PERIODO DE RADIACIÓN ALTO			
	T2 °C (5.000l)	T3 °C (1.000l)	T8°C (Agua en caldera)	T4°C (Entrada fría)
05/05/2020	83,35	80,99	62,6	20,82
24/09/2020	84,93	85,11	61,6	21,78

La Figura 114 muestra la evolución del ensayo que se realizó el día 5 de mayo, el agua del depósito de 1.000 l estaba a 80,99 °C y el depósito de 5.000 l a 83,35 °C. Al comienzo de llenar la caldera la temperatura T8 comenzó a subir hasta los 78,7 °C, descendiendo a continuación hasta 62,6 °C. Al igual que en los casos anteriores, la bajada de temperatura se produce por la entrada automática de agua fría en el sistema. Por tanto, solo se consigue una diferencia de 41,78 °C más que la temperatura de entrada fría T4.

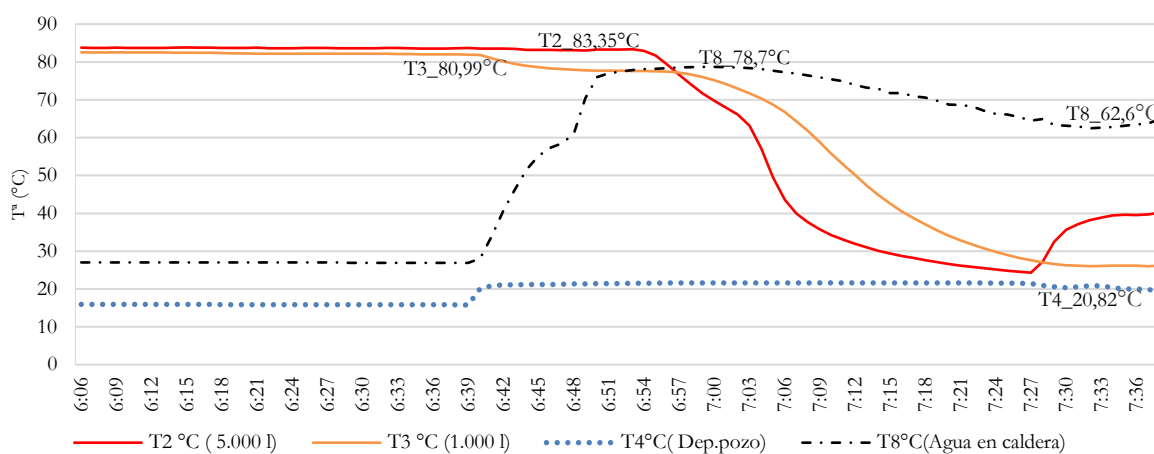


Figura 114. Ensayo tipo 2. Periodo radiación alto 05_05_2020.

La Figura 115, muestra la evolución del ensayo que se realizó el día 24 de septiembre, cuando el agua del depósito de 1.000 l estaba a 85,11 °C y el depósito de 5.000 l a 84,93 °C, al comienzo de llenar la caldera, la temperatura T8 comenzó a subir hasta los 81,3°C, y terminó descendiendo hasta 61,6 °C. Aun así, si se compara la temperatura final alcanzada en caldera, con el valor de la temperatura T4 de 21,78 °C, se consiguió un incremento de 39,38 °C más que si el agua no hubiera estado precalentada por sistema solar.

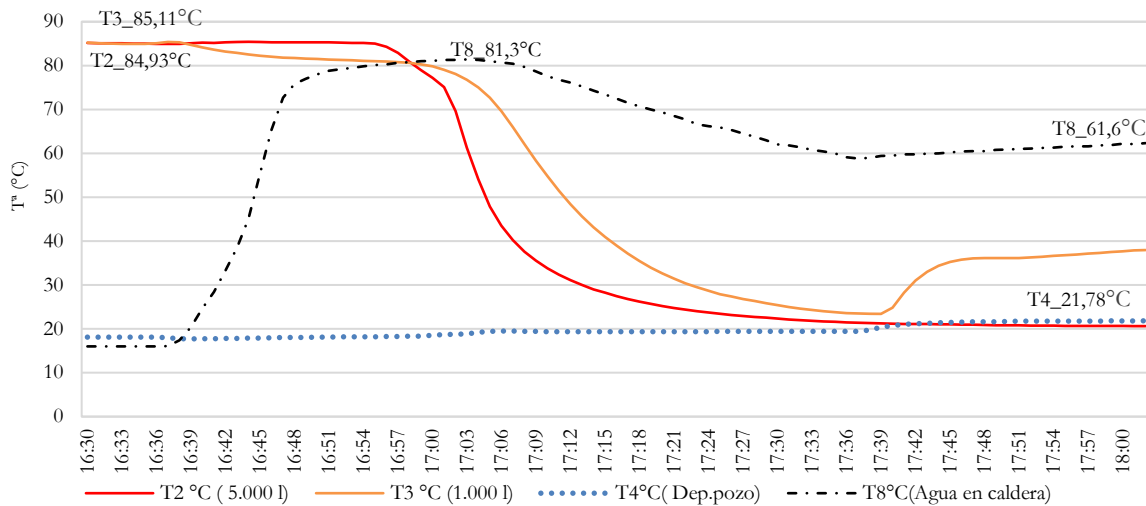


Figura 115. Ensayo tipo 2. Periodo radiación alto 24_09_2020.

En general, de la evolución de los ensayos tipo 2 realizados en periodo de radiación alto, se llega a la misma conclusión que se llegó en el periodo de radiación bajo y medio, y es que, aun partiendo en esta ocasión de muy buena temperatura del agua almacenada en los depósitos, debido al modo de llenado de la instalación solar, se termina por tener en caldera una temperatura menor que la que inicialmente había almacenada. Aunque en todos los casos superior en más de 39°C a la temperatura que hubiera estado si no hubiera existido la instalación solar para precalentar el agua.

En la Tabla 78 se muestra la variación de temperatura de T8 para todos los ensayos, comparando el valor al inicio del llenado de la caldera con el valor que finalmente se consiguió tras el llenado y estabilización de la misma. Se muestra también el valor medio de esta diferencia de temperatura por periodo de radiación y así como el valor medio conseguido al final en la caldera para cada periodo de radiación.

Tabla 78. Variación de temperatura T8.

	DÍA	T8 _{máx.} °C	T8 _{final} °C	ΔT8 °C	ΔT8 _{media} °C	T8 _{final_media} °C
PERIODO DE RADIACIÓN BAJO	24/11/2019	31,2	17,7	13,5	8,43	28,1
	15/12/2019	36,9	30,5	6,4		
	06/01/2020	48,5	39,7	8,8		
	26/01/2020	29,5	24,5	5		
PERIODO DE RADIACIÓN MEDIO	11/03/2020	75,3	52,4	22,9	17,87	50,3
	16/04/2020	61	49,7	11,3		
	21/10/2020	68,6	49,2	19,4		
PERIODO DE RADIACIÓN ALTO	05/05/2020	78,7	62,6	16,1	17,90	62,1
	24/09/2020	81,3	61,6	19,7		

Para el periodo de radiación bajo, dado que los valores de temperatura en los depósitos no eran muy elevados, la reducción que se produjo fue 8,43 °C de media. Sin embargo, tanto para el periodo de radiación medio como para el periodo de radiación alto, las reducciones fueron de 17,87 °C y 17,90 °C respectivamente.

El valor de temperatura que finalmente se consiguió en la caldera tras el llenado y la estabilización fue de 28,1 °C para el periodo de radiación bajo, de 50,3 °C para el periodo de radiación medio y de 62,1 °C para el periodo de radiación alto.

Otro parámetro cuya evolución se analizó fue el incremento de temperatura que se produjo en la caldera al usar el agua precalentada en el prototipo solar en lugar de la entrada de agua fría. Los valores se muestran en la Tabla 79.

Tabla 79. Incremento de la temperatura en la caldera con agua precalentada del sistema solar.

	DÍA	T8 _{final} (°C)	T4 _{Dep.pozo} (°C)	ΔT _{caldera} (°C)	ΔT _{caldera_medio} (°C)
PERIODO DE RADIACIÓN BAJO	24/11/2019	17,7	11,24	6,46	16,34
	15/12/2019	30,5	12,16	18,34	
	06/01/2020	39,7	13,78	25,92	
	26/01/2020	24,5	9,87	14,63	
PERIODO DE RADIACIÓN MEDIO	11/03/2020	52,4	18,01	34,39	33,98
	16/04/2020	49,7	15,39	34,31	
	21/10/2020	49,2	15,97	33,23	
PERIODO DE RADIACIÓN ALTO	05/05/2020	62,6	20,82	41,78	40,80
	24/09/2020	61,6	21,78	39,82	

Para el periodo de radiación bajo se consiguió una mejora de 16,34 °C, ya que, aun no siendo la temperatura en los depósitos muy alta, la entrada de agua fría era muy baja. En el periodo de radiación medio se consiguió una mejora de 33,98 °C y en el periodo de radiación alto fue de 40,80 °C.

Aunque se consiguen ganancias en la temperatura del agua de caldera, la ganancia podría ser mayor si el agua fría de entrada en el sistema para llenado y presurización no se mezclara en los depósitos solares con el agua previamente precalentada. Por tanto, lo idóneo sería estudiar una modificación de la instalación de modo que se pudieran descargar los depósitos a la temperatura que tuvieran, pero sin que entrara agua fría a la vez que se descargan. Si se realizase dicha modificación en el prototipo de forma que el agua de llenado no comenzara a entrar hasta que no se hubieran vaciado los depósitos, la mejora que se conseguiría sería la reflejada en la Tabla 80, considerando en este caso que las temperaturas que se alcanzarían en la caldera coincidirían con la T8_{máx.}, como era de esperar. Así, la ganancia sería mucho mayor que sin la modificación, consiguiendo una mejora de 24,76 °C en el periodo de radiación bajo, de 51,84 °C en el periodo de radiación medio y de 58,70 °C en el periodo de radiación alto.

Tabla 80. Incremento temperatura alcanzable en caldera con modificación.

	DÍA	T8 _{máx.} (°C)	T4 _{Dep.pozo} (°C)	(ΔT _{caldera_modif})	(ΔT _{caldera_medio_modif})
PERIODO DE RADIACIÓN BAJO	24/11/2019	31,2	11,24	19,96	24,76
	15/12/2019	36,9	12,16	24,74	
	06/01/2020	48,5	13,78	34,72	
	26/01/2020	29,5	9,87	19,63	
PERIODO DE RADIACIÓN MEDIO	11/03/2020	75,3	18,01	57,29	51,84
	16/04/2020	61	15,39	45,61	
	21/10/2020	68,6	15,97	52,63	
PERIODO DE RADIACIÓN ALTO	05/05/2020	78,7	20,82	57,88	58,70
	24/09/2020	81,3	21,78	59,52	

En la Figura 116 se representan gráficamente los resultados que se obtuvieron en los ensayos pudiendo comparar la temperatura que finalmente se consiguió en caldera con el aporte solar ($T_{8_{final}}$), la que se podría haber obtenido con aporte solar si se realizase una modificación en la instalación ($T_{8_{max}}$) y la que se hubiera alcanzado sin aporte solar $T_{4_{Dep.pozo}}$. Se puede observar como con aporte solar (con o sin modificación del sistema) se logran mejores temperaturas frente a no disponer de ese aporte.

En la Figura 117 se representa la ganancia de temperatura que se logró en la caldera gracias al aporte solar ($\Delta T_{caldera}$) frente al que se podría obtener con una modificación de la instalación ($\Delta T_{caldera_modif}$).

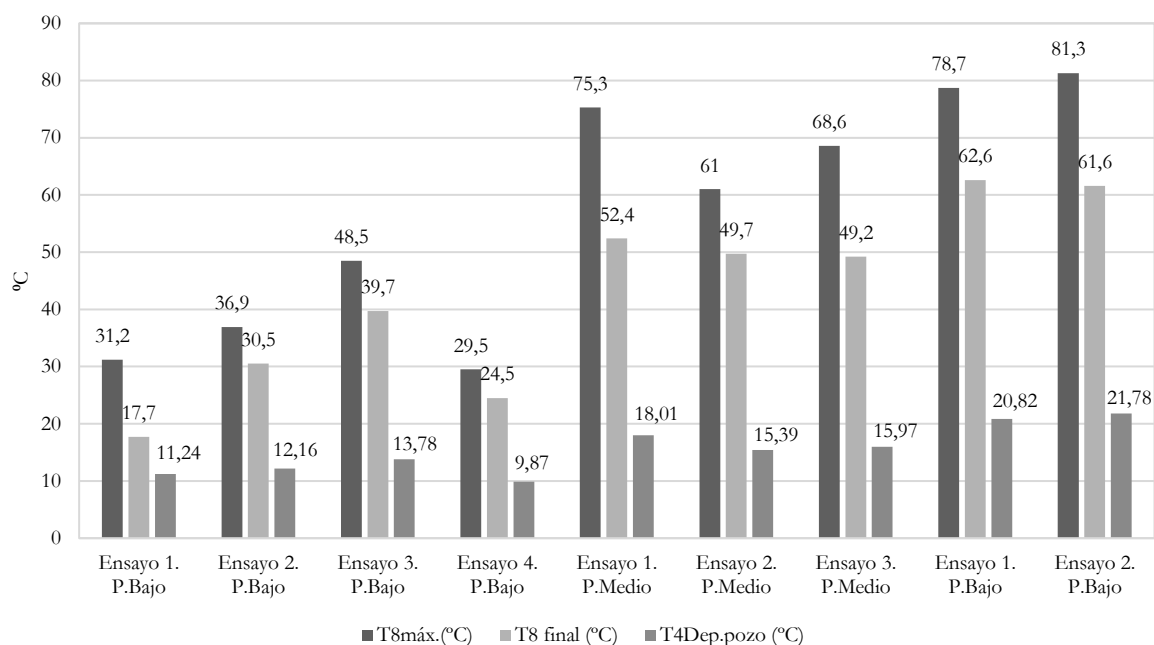


Figura 116. Temperaturas en caldera con y sin aporte solar.

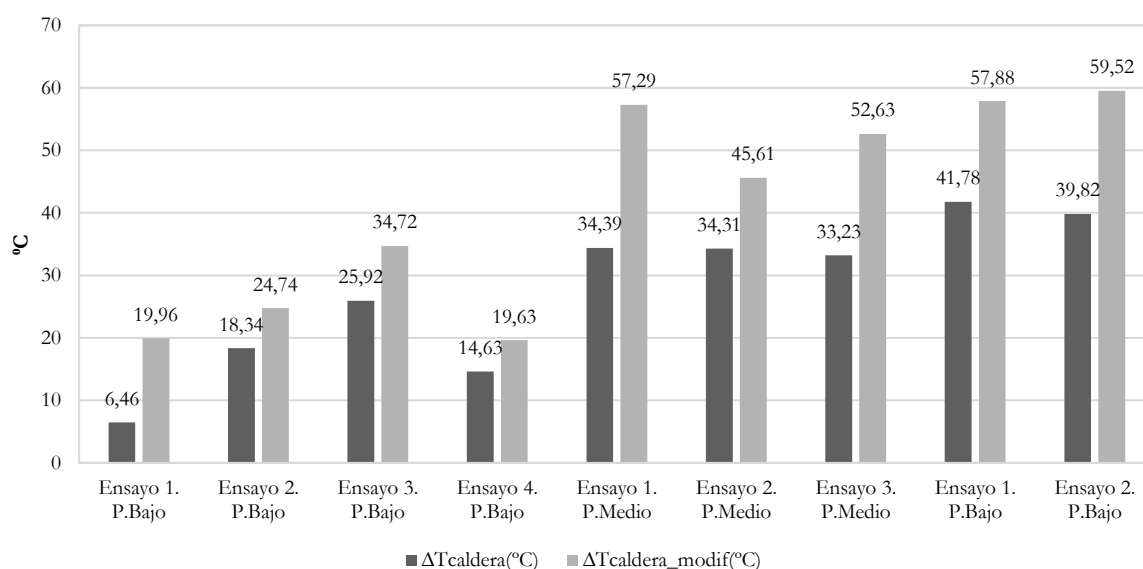


Figura 117. Incrementos de temperatura en caldera con aporte solar.

5.5.6 Ensayo tipo 3

En los ensayos tipo 3 el objetivo fue evaluar el comportamiento del sistema cuando se utiliza el calor solar para el agua de recebo en cada calderada durante cada día. Para ello, se siguió un procedimiento similar al ensayo tipo 2, solo que en esta ocasión se comparó la temperatura T4 (temperatura de entrada del agua fría al sistema proveniente del pozo que alimenta el depósito existente en la industria, que se encuentra colocada en la tubería a la salida del depósito de agua fría existente en la fábrica) con la temperatura T6 (temperatura en la tubería de entrada a la caldera) y no con la T8 (temperatura medida con la sonda situadas en el fondo de caldera) puesto que al estar el quemador encendido todo el agua de la caldera está a temperaturas elevadas.

Al analizar los datos de los ensayos se observó una situación anómala en los valores de las sondas de los depósitos frente a los valores de la sonda de la tubería de entrada a caldera. Esto dio lugar a confusión puesto que el valor marcado por la sonda de temperatura T6 era superior a los valores marcados por las sondas de temperaturas de los depósitos T2 y T3. Analizada esta situación, se llegó a la conclusión de que esto no era un error, sino que se producía por la diferencia en los tipos de sondas utilizados en uno y otro sitio. Así, la sonda para medir T6 es una sonda de inmersión introducida dentro de la tubería y toma el valor del contacto directo con el agua, sin embargo, las sondas utilizadas para control de T2 y T3, son sondas ubicadas entre la pared del depósito y el aislamiento, y no de inmersión, con lo que no toman el valor directamente del agua acumulada en el depósito, de ahí la diferencia de valores. Las sondas de medición de temperatura de los depósitos no pudieron instalarse de inmersión, puesto que los depósitos no estaban preparados para colocarlas, y las que traen instaladas en su interior, reflejan la temperatura en un registrador en la pared del depósito, pero que no permitían su unión con el sistema de gestión y control instalado, por lo que hubo que colocar estas sondas de contacto en la pared de los depósitos como única alternativa viable para poder medir la temperatura de los mismos.

En la Tabla 81 y la Figura 118 se proporcionan los valores de las sondas para los ensayos desarrollados en periodo de radiación bajo. El día 13 de enero se realizaron en la fábrica 6 calderadas lo que supuso la utilización del agua almacenada en los depósitos en seis ocasiones para el recebo tras cada calderada. Sin el prototipo solar, el agua hubiera entrado en el sistema a una temperatura media de 10,07 °C (valor medio de T4) y sin embargo, utilizando el agua precalentada, la temperatura media de entrada fue de 35,29 °C. Esto supone un incremento de temperatura conseguido de 25,22 °C. El día 17 de febrero se realizaron 7 calderadas con un valor medio de T4 de 14,31 °C y un valor medio de T6 de 52,24 °C. El incremento de temperatura conseguido fue de 37,93 °C. El día 27 de febrero se realizaron 7 calderadas con un valor medio de T4 de 14,47 °C y un valor medio de T6 de 65,51 °C. Así, se llegó a obtener un incremento de temperatura de 51,04 °C. El día 13 de noviembre se realizan en 6 calderadas con un valor medio de T4 de 15,42 °C y un valor medio de T6 de 41,49 °C. El incremento de temperatura conseguido fue de 26,07 °C.

En la Tabla 82 y la Figura 119 se muestran los valores de las sondas para los ensayos realizados en periodo de radiación medio. El día 16 de marzo se hicieron 6 calderadas con un valor medio de T4 de 14,28 °C y un valor medio de T6 de 72,05 °C. Suponiendo un incremento de temperatura conseguido de 57,77 °C. El día 20 de abril se realizaron 6 calderadas con un valor medio de T4 de 18,08 °C y un valor medio de T6 de 67,96 °C, consiguiendo un incremento de temperatura de 52,45 °C. El día 24 de abril se realizaron 6 calderadas con un valor medio de T4 de 18,08 °C y un valor medio de T6 de 58,58 °C, lo que implicó un incremento de temperatura conseguido de 40,49 °C. El día 14 de octubre se realizaron 7 calderadas con un valor medio de T4 de 18,82 °C y un valor medio de T6 de 58 °C, consiguiendo un incremento de temperatura de 39,18 °C.

En la Tabla 83 y la Figura 120 se observan los valores de las sondas para los ensayos que se realizaron en periodo de radiación alto. El día 03 de septiembre se llevaron a cabo 7 calderadas con un valor medio de T4 de 16,53 °C y un valor medio de T6 de 71,89 °C, suponiendo un incremento de temperatura de 55,36 °C. El día 07 de septiembre se realizaron 8 calderadas con un valor medio de T4 de 20,79 °C y un valor medio de T6 de 78,86 °C, consiguiendo un incremento de temperatura de 58,07 °C. El día 18 de mayo se realizaron 7 calderadas con un valor medio de T4 de 21,04 °C y un valor medio de T6 de 83,96 °C alcanzando un incremento de temperatura de 62,93 °C.

Tabla 81. Valores de temperaturas ensayo tipo 3. Periodo radiación bajo.

Calderadas 13_01_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	42,93	25,06	9,54	28,16	18,62
2	42,85	30,03	9,76	32,63	22,86
3	42,91	33,24	9,96	36,63	26,68
4	42,89	34,85	9,99	38,59	28,61
5	38,37	35,41	10,37	38,32	27,95
6	35,88	34,77	10,78	37,39	26,62
Media	40,97	32,23	10,07	35,29	25,22
Calderadas 17_02_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	33,92	68,35	13,65	66,50	52,85
2	33,82	59,15	13,93	65,89	51,96
3	33,87	51,25	14,00	55,81	41,80
4	33,96	44,49	14,30	47,96	33,66
5	33,96	44,49	14,30	47,96	33,66
6	33,69	37,86	14,74	40,33	25,59
7	33,71	39,12	15,25	41,22	25,97
Media	33,85	49,24	14,31	52,24	37,93
Calderadas 27_02_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	52,85	61,93	12,97	59,71	46,73
2	52,79	59,72	14,13	67,77	53,64
3	52,79	55,17	14,43	62,11	47,68
4	52,73	52,28	14,50	59,26	44,76
5	52,84	66,10	14,76	74,59	59,83
6	40,29	64,46	14,98	76,22	61,23
7	39,85	56,94	15,47	58,88	43,41
Media	49,16	59,52	14,47	65,51	51,04
Calderadas 13_11_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	26,22	40,02	14,41	39,37	24,96
2	25,83	36,71	14,90	39,15	24,24
3	24,99	36,91	15,07	39,48	24,41
4	23,20	48,93	15,52	44,96	29,44
5	19,32	46,79	15,74	46,58	30,84
6	17,80	40,53	16,90	39,42	22,52
Media	22,90	41,65	15,42	41,49	26,07

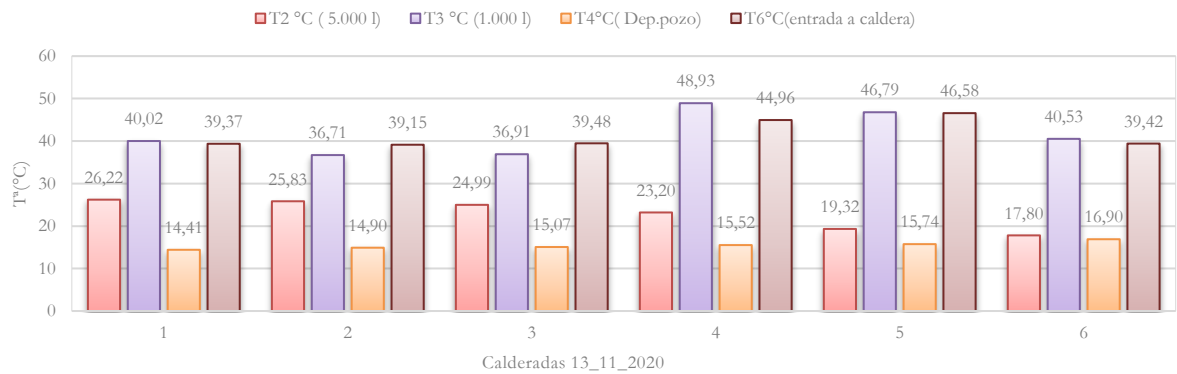
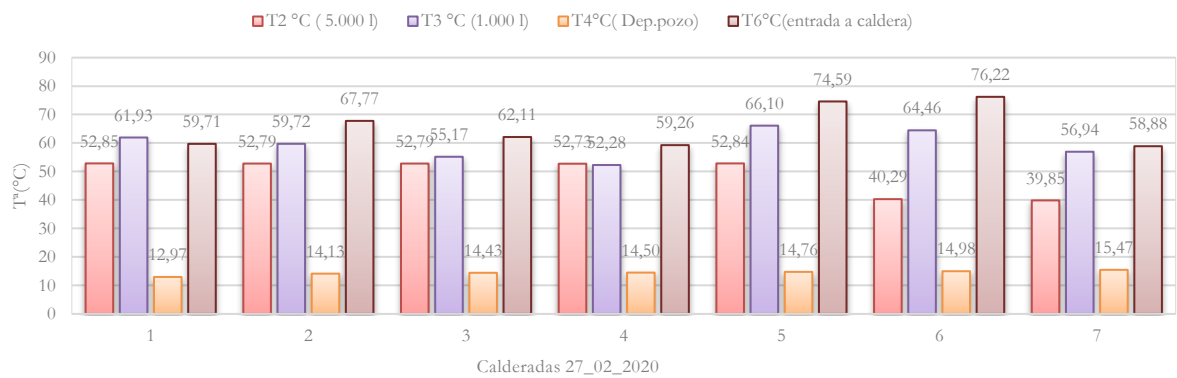
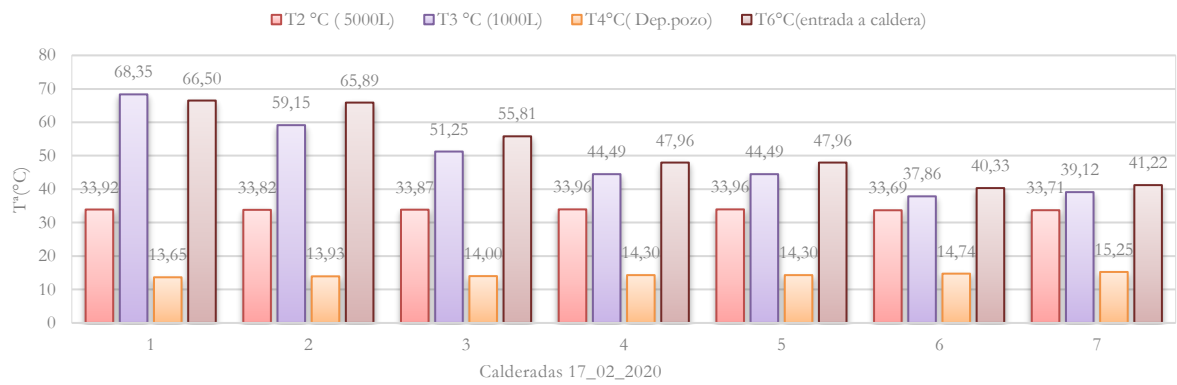
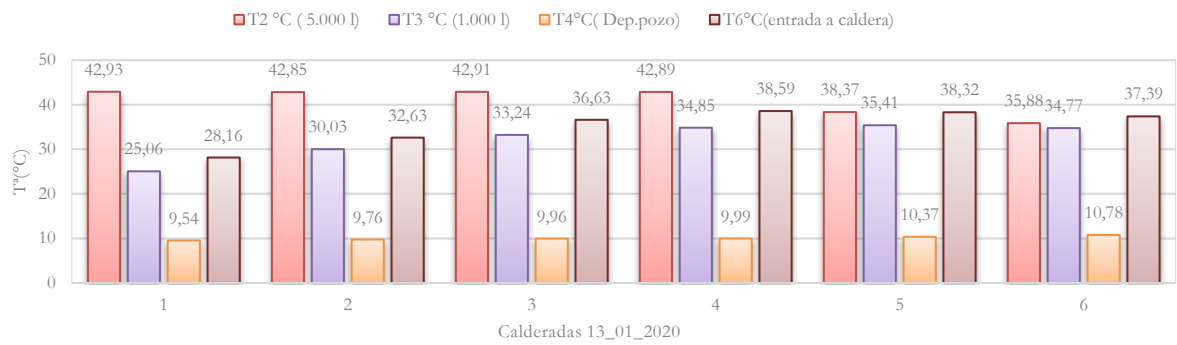


Figura 118. Ensayo tipo 3. Periodo radiación bajo.

Tabla 82. Valores de temperaturas ensayo tipo 3. Periodo radiación medio.

Calderadas 16_03_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	81,71	67,42	14,49	68,58	54,09
2	81,34	66,64	14,85	75,46	60,61
3	81,06	67,61	14,63	76,52	61,90
4	73,17	67,82	13,70	76,72	63,02
5	60,44	64,97	14,13	73,33	59,20
6	55,57	59,05	13,86	61,67	47,81
Media	72,21	65,59	14,28	72,05	57,77
Calderadas 20_04_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	61,72	70,53	14,74	77,05	62,32
2	61,89	64,99	15,26	73,19	57,93
3	61,86	61,61	15,46	69,52	54,06
4	61,39	59,04	15,57	66,55	50,98
5	57,28	57,82	15,85	65,01	49,16
6	36,38	52,07	16,19	56,45	40,26
Media	56,75	61,01	15,51	67,96	52,45
Calderadas 24_04_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	30,39	63,65	17,48	67,62	50,14
2	30,65	48,67	17,88	54,00	36,12
3	30,85	43,92	17,60	47,16	29,57
4	31,09	55,85	18,04	59,59	41,55
5	30,80	61,15	18,48	66,39	47,91
6	31,75	56,36	19,03	56,70	37,67
Media	30,92	54,93	18,08	58,58	40,49
Calderadas 14_10_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	44,54	71,63	17,46	76,07	58,61
2	39,62	52,89	18,87	58,56	39,69
3	34,99	45,20	18,96	50,05	31,09
4	27,58	49,11	18,83	52,75	33,92
5	24,11	54,97	18,93	60,10	41,17
6	22,41	55,54	19,16	57,06	37,90
7	21,57	52,20	19,56	51,41	31,85
Media	30,69	54,50	18,82	58,00	39,18

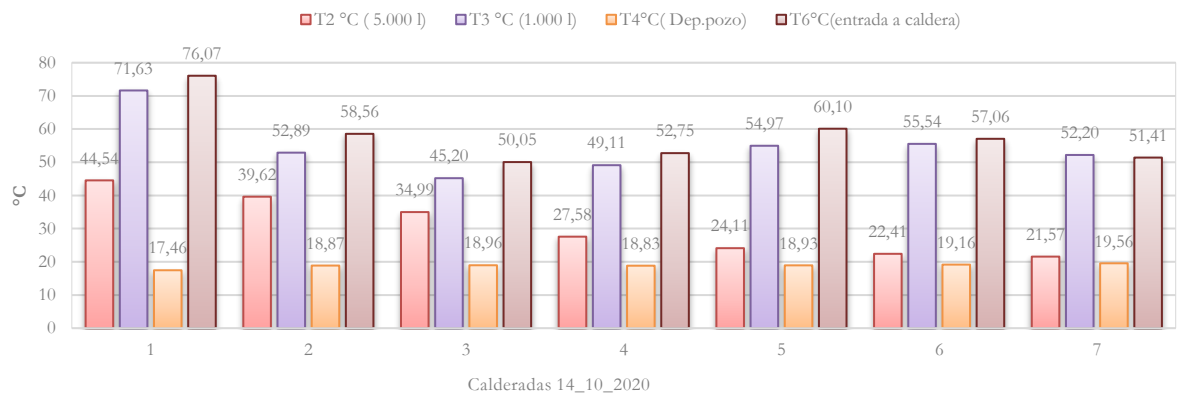
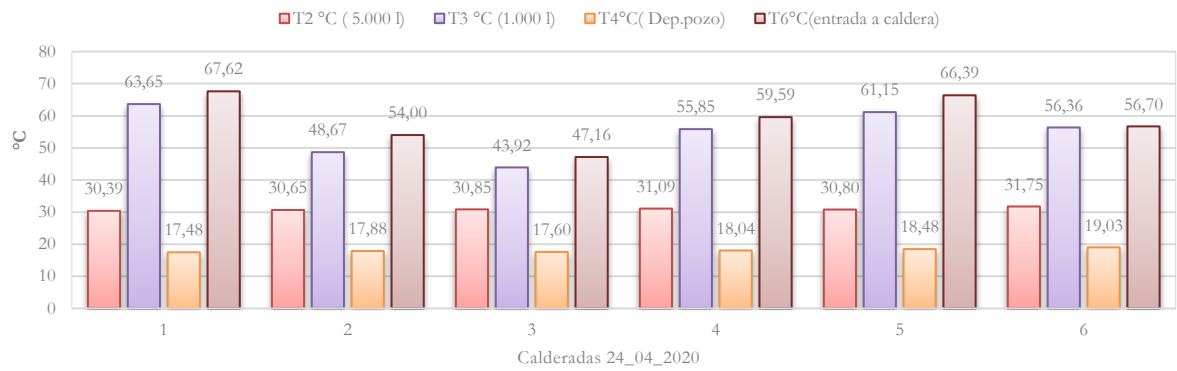
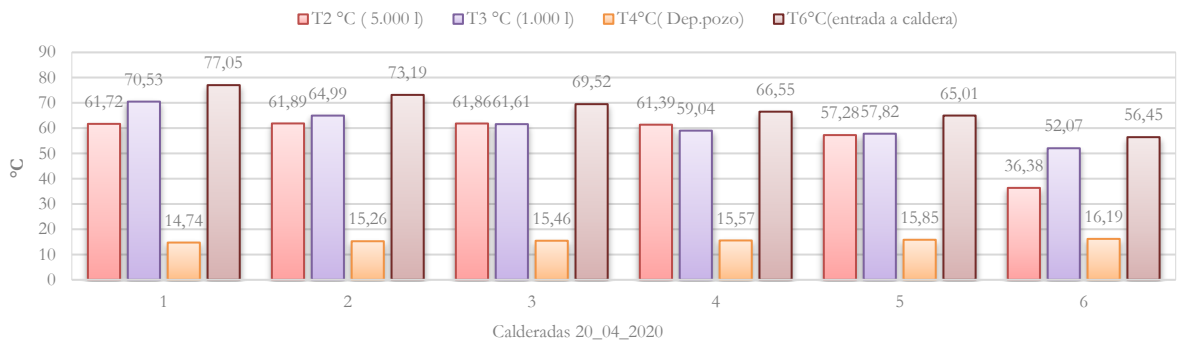
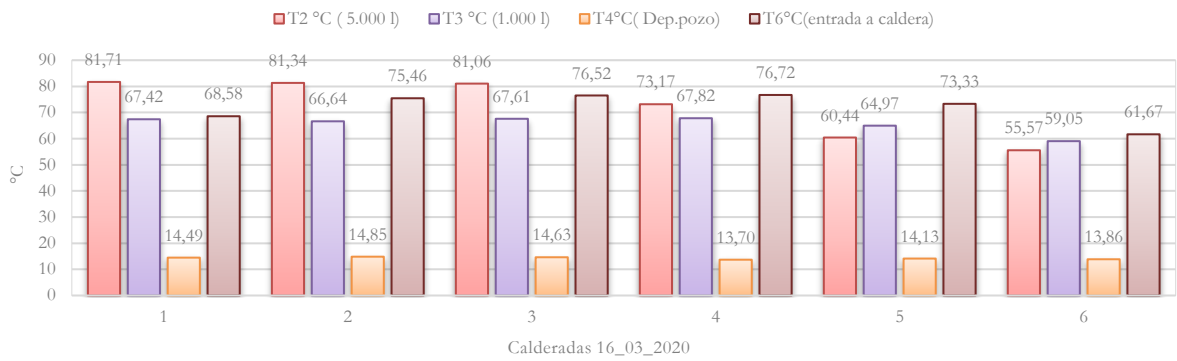


Figura 119. Ensayo tipo 3. Periodo radiación medio.

Tabla 83. Valores de temperaturas ensayo tipo 3. Periodo radiación alto.

Calderadas 03_09_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	67,82	73,88	14,79	72,95	58,16
2	67,56	66,51	16,50	74,24	57,74
3	67,71	65,18	16,75	72,40	55,65
4	67,48	65,88	16,88	72,45	55,57
5	66,51	66,60	16,95	72,05	55,10
6	63,08	65,47	17,07	72,15	55,07
7	55,45	64,18	16,76	66,96	50,20
Media	65,09	66,82	16,53	71,89	55,36
Calderadas 07_09_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	74,51	79,25	19,31	79,44	60,13
2	74,38	74,30	20,07	76,88	56,80
3	74,38	73,25	20,97	81,36	60,39
4	74,92	72,56	21,25	79,99	58,75
5	73,62	71,95	21,40	78,72	57,31
6	70,21	71,46	21,51	77,37	55,87
7	66,52	74,00	20,92	79,73	58,81
8	49,34	74,60	20,90	77,37	56,47
Media	69,74	73,92	20,79	78,86	58,07
Calderadas 18_05_2020	T2 °C (5.000 l)	T3 °C (1.000 l)	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
1	81,27	78,04	20,65	82,47	61,82
2	80,89	77,59	20,79	86,14	65,35
3	80,01	76,74	20,67	85,93	65,26
4	79,06	76,26	20,90	84,71	63,80
5	71,42	79,52	21,12	85,73	64,60
6	45,49	76,48	21,31	83,17	61,86
7	44,35	73,61	21,82	79,60	57,79
Media	68,93	76,89	21,04	83,96	62,93



Figura 120. Ensayo tipo 3. Periodo radiación alto.

Un resultado muy importante que se obtuvo del ensayo tipo 3 fue que en el mismo no se aprecia el efecto de la bajada de temperatura que se producía en el caso del ensayo tipo 2, provocada por la entrada de agua fría en el sistema para el llenado y presurización del mismo. En este ensayo, ya que solo se vierte al sistema el volumen necesario para el recebo de las calderadas, que como se estudió en el apartado 5.3.5 tenía un valor de media de 1.451,92 l y además, el mismo se extrae del depósito de 1.000 l, no le afecta a la temperatura la entrada de agua fría que se realiza por la parte baja del depósito de 5.000 l. Esto se debe a

que el depósito de 1.000 l recibe el agua de la parte superior del depósito de 5.000 l por lo que el efecto negativo del gradiente de temperatura no llega a apreciarse en la descarga de los recibos.

Esto puede llevar a pensar que sería más interesante no utilizar el agua precalentada el domingo para el llenado completo de la caldera, dada la pérdida de temperatura por la introducción del agua fría, siendo más recomendable, seguir almacenando el agua precalentada para comenzar a usarla el lunes en los recibos, ya que la entrada de agua fría no le afecta, aprovechando mucho más el aporte solar en la industria.

Por su parte, en la Tabla 84 se analizaron las medias diarias de la temperatura T4 y T6, para poder obtener el valor medio de estas variables en cada periodo. Como se aprecia, para el periodo de radiación bajo se obtendría una mejora de 35,07 °C, para el periodo de radiación medio de 47,47 °C y para el periodo de radiación alto de 58,79 °C. Se puede constatar que estos valores son más elevados que los alcanzados en el ensayo tipo 2 según se mostró en la Tabla 79.

Tabla 84. Valores medios de las temperaturas de entrada a caldera y del incremento conseguido con el aporte solar.

DÍA	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
13_01_2020	10,07	35,29	25,22
17_02_2020	14,31	52,24	37,93
27_02_2020	14,47	65,51	51,04
13_11_2020	15,42	41,49	26,07
MEDIA PERIODO RADIACIÓN BAJO	13,57	48,63	35,07
DÍA	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
16_03_2020	14,28	72,05	57,77
20_04_2020	15,51	67,96	52,45
24_04_2020	18,08	58,58	40,49
14_10_2020	18,82	58	39,18
MEDIA PERIODO RADIACIÓN MEDIO	16,67	64,15	47,47
DÍA	T4°C (Dep.pozo)	T6°C(entrada a caldera)	T6°C-T4°C
03_09_2020	16,53	71,89	55,36
07_09_2020	20,79	78,86	58,07
18_05_2020	21,04	83,96	62,93
MEDIA PERIODO RADIACIÓN ALTO	19,45	78,24	58,79

5.6 Análisis económico

Tras el análisis de la viabilidad técnica del prototipo a través de los diferentes ensayos realizados, se desarrolla a continuación el estudio de viabilidad económica de la solución (instalación de colectores lineales Fresnel para precalentamiento del agua de cocción del corcho).

5.6.1 Inversión inicial

Para determinar el coste de la inversión inicial se usaron los diferentes datos recabados y descritos en Materiales y Métodos, teniendo en cuenta que la superficie de apertura del campo solar instalado fue de 105 m² y el volumen de acumulación de 6.000 l.

Para el Ratio de Inversión de 448 €/m² aportado por Díaz Uriaga, J. et al [89], y teniendo en cuenta la superficie de apertura de 105 m², se obtendría un valor de inversión inicial de 47.040€.

Según el coste establecido por Solar Concentra [29], que se estableció en 425€/m², partiendo de los 105 m² de superficie del prototipo, se obtuvo un valor de 44.625€.

Por otro lado en la Tabla 85, se muestran los resultados obtenidos sumando los costes específicos de campo solar, los coste de sistema de almacenamiento y el de ingeniería y construcción según los valores aportados por Biencinto, M. et al [151] y recogidos en el apartado 4.8.1.

Tabla 85. Costes de inversión de tecnología Fresnel LFC_{min} y LFC_{max}.

	LFC _{min}			LFC _{max}		
	(€/m ²)	m ²	€	(€/m ²)	m ²	€
Campo solar	250	105	26.250,00 €	371,7	105	39.028,50 €
Sistemas de almacenamiento	(€/m ³)	m ³	€	(€/m ³)	m ³	€
	2500	6	15.000,00 €	2500	6	15.000,00 €
Total Campo Solar+	41.250,00 €			54.028,50 €		
Ingeniería y Construcción	%	Coste	€	%	Coste	€
	20	41.250,00 €	8.250,00 €	20	54.028,50 €	10.805,70 €
Total Inversión	49.500,00 €			64.834,20 €		

Por último, el coste de fabricación según Frassetto, M. [144] partiendo de 335,30€/m², para una superficie de 105 m², da un valor de 35.206,50€, contemplando solo el campo solar, en la Tabla 86 se muestra el coste total si se aplican los mismos costes para el sistema de almacenamiento y la parte de ingeniería y construcción previstos por Biencinto, M. et al [151].

Tabla 86. Costes de inversión de tecnología Fresnel “Shackleton”.

	“Shackleton”		
	(€/m ²)	m ²	€
Campo solar	335,3	105	35.206,50
Sistemas de almacenamiento	(€/m ³)	m ³	€
	2500	6	15.000,00
Total Campo Solar+ Almac.	50.206,50 €		
Ingeniería y Construcción	%	Coste	€
	20	50.206,50 €	10.041,30
Total Inversión	60.247,80 €		

Analizando todos los datos anteriores, el mayor valor de inversión es de 64.834,20 €, que está próximo al valor de la inversión del prototipo instalado que se estableció en 65.000€, por lo que será este el valor que se utilizará para el estudio económico como inversión inicial, según lo expuesto en el apartado de Materiales y Métodos.

5.6.2 Costes de operación y mantenimiento

Como se indicó en Materiales y Métodos, el coste anual de operación y mantenimiento para la tecnología Fresnel se calculó como el 1% sobre el coste de inversión. Partiendo del coste de inversión, determinado en 65.000€ en el punto anterior, el cálculo de los costes anuales de operación y mantenimiento arrojan un valor de 650€.

5.6.3 Reducción de consumo energético

El coste energético anual de la instalación sin aporte de energía solar se determinó a partir del valor de la demanda térmica del proceso sin aporte solar y el valor de rendimiento medio del sistema. Los valores obtenidos se reflejan en la Tabla 87.

Tabla 87. Consumo Energético Anual sin aporte solar.

Demanda térmica anual (kWh) (Tabla 41)	Rendimiento medio del sistema (Tabla 37)	$CEA_{sin\ aporte\ solar}$ (kWh)
349.770,50	0,54	647.723,15

Se calculó el $\% \text{ días uso solar}$ dividiendo el porcentaje de días con radiación suficiente estudiado según el apartado 4.7.5 entre el número de días que tarda el sistema en alcanzar la temperatura de consigna, según los valores obtenidos del ensayo Tipo 1.3. Los valores se recogen en la Tabla 88.

Tabla 88. Porcentaje de días de uso solar.

PERIODO DE RADIACIÓN	% días (Tabla 54)	Nº días en alcanzar temperatura	% días uso solar
BAJO	52,89	4	13,22
MEDIO	82,61	4	20,65
ALTO	100	2	50

Se calcularon los valores de la $D_{renov\ depos.solar}$, la $D_{renov\ depos.fabrica}$, la $D_{llenado\ depos.solar}$, la $D_{llenado\ depos.fabrica}$ y la $D_{agua\ caldera}$, los valores se muestran en la Tabla 89, Tabla 90, Tabla 91, Tabla 92 y Tabla 93.

Tabla 89. Demanda térmica por renovación de agua por calderada de los depósitos solares ($D_{renov\ depos.solar}$).

PER. RAD.	Mes	$V_{m_mes_rep}$ (l) (Tabla 42)	T_{6Tipos} °C (Tabla 84)	Cald	Nº días tipo	% días uso solar	$D_{renov\ depos.solar}$ (kWh)
MEDIO	ABR.	1.429,11	64,15	8	21	20,65	2.062,03
ALTO	MAY.	1.400,00	78,24	8	23	50	3.251,12
ALTO	JUN.	1.507,56	78,24	8	21	50	3.196,47
ALTO	SEPT.	1.496,33	78,24	8	20	50	3.021,58
MEDIO	OCT.	1.499,89	64,15	8	23	20,65	2.370,27
BAJO	NOV.	1.453,67	48,63	8	22	13,22	2.015,86
BAJO	DIC.	1.465,67	48,63	8	21	13,22	1.940,11
BAJO	ENE.	1.426,78	48,63	8	23	13,22	2.068,50
BAJO	FEB.	1.487,78	48,63	8	20	13,22	1.875,60
MEDIO	MAR.	1.352,89	64,15	8	21	20,65	1.952,05
TOTAL ANUAL $D_{renov\ depos.solar}$ (kWh)							23.753,59

Tabla 90. Demanda térmica por renovación de agua por calderada de depósito existente ($D_{renov\ depos.fabrica}$).

PER. RAD.	Mes	V _{m_mes_rep} (l) (Tabla 42)	T _{4 Tipo3} °C (Tabla 84)	Cald.	Nº días tipo	100- (% días uso solar)	D _{renov depos.fabrica} (kWh)
MEDIO	ABR.	1.429,11	16,67	8	21	79,35	18.414,82
ALTO	MAY.	1.400,00	19,45	8	23	50,00	12.034,81
ALTO	JUN.	1.507,56	19,45	8	21	50,00	11.832,52
ALTO	SEPT.	1.496,33	19,45	8	20	50,00	11.185,13
MEDIO	OCT.	1.499,89	16,67	8	23	79,35	21.167,51
BAJO	NOV.	1.453,67	13,37	8	22	86,78	22.310,64
BAJO	DIC.	1.465,67	13,57	8	21	86,78	21.422,74
BAJO	ENE.	1.426,78	13,57	8	23	86,78	22.840,44
BAJO	FEB.	1.487,78	13,57	8	20	86,78	20.710,39
MEDIO	MAR.	1.352,89	16,67	8	21	79,35	17.432,69
TOTAL ANUAL D_{renov depos.fabrica} (kWh)							179.351,71

Tabla 91. Demanda térmica por llenado agua de caldera de los depósitos solares ($D_{llenado depos.solar}$).

PER. RAD.	Mes	V _{llenado mes} (l) (Tabla 43)	T _{8 final_media} °C (Tabla 78)	Nº días tipo	% días uso solar	D _{llenado depos.solar} (kWh)
MEDIO	ABR.	5.974,00	50,30	5	20,65	355,65
ALTO	MAY.	5.722,47	62,10	4	50	503,17
ALTO	JUN.	6.079,10	62,10	4	50	534,52
ALTO	SEPT.	6.139,18	62,10	5	50	674,76
MEDIO	OCT.	5.731,30	50,30	4	20,65	272,96
BAJO	NOV.	6.248,02	28,10	4	13,22	275,62
BAJO	DIC.	6.473,38	28,10	5	13,22	356,95
BAJO	ENE.	5.894,54	28,10	4	13,22	260,02
BAJO	FEB.	6.310,23	28,10	4	13,22	278,36
MEDIO	MAR.	5.798,63	50,30	5	20,65	345,21
TOTAL ANUAL D_{llenado depos.solar} (kWh)						3.857,21

Tabla 92. Demanda térmica por llenado agua de caldera de depósito existente ($D_{llenado depos.fabrica}$).

PER. RAD.	Mes	V _{llenado mes} (l) (Tabla 43)	T _{4 Tipo3} °C (Tabla 84)	Nº días tipo	100-(% días uso solar)	D _{llenado depos.fabrica} (kWh)
MEDIO	ABR.	5.974,00	16,67	5	79,35	2.291,01
ALTO	MAY.	5.722,47	19,45	4	50,00	1.069,39
ALTO	JUN.	6.079,10	19,45	4	50,00	1.136,04
ALTO	SEPT.	6.139,18	19,45	5	50,00	1.434,08
MEDIO	OCT.	5.731,30	16,67	4	79,35	1.758,35
BAJO	NOV.	6.248,02	13,37	4	86,78	2.179,39
BAJO	DIC.	6.473,38	13,57	5	86,78	2.815,99
BAJO	ENE.	5.894,54	13,57	4	86,78	2.051,35
BAJO	FEB.	6.310,23	13,57	4	86,78	2.196,01
MEDIO	MAR.	5.798,63	16,67	5	79,35	2.223,76
TOTAL ANUAL D_{llenado depos.fabrica} (kWh)						19.155,38

Tabla 93. Demanda térmica del agua contenida en caldera ($D_{agua caldera}$).

PER. RAD.	Mes	D _{agua caldera} (kWh) (Tabla 39)	Nº días tipo	D _{agua caldera mes} (kWh)
MEDIO	ABR.	282,80	21	5938,80
ALTO	MAY.	293,31	23	6746,13
ALTO	JUN.	241,79	21	5077,59
ALTO	SEPT.	234,01	20	4680,20
MEDIO	OCT.	251,54	23	5785,42
BAJO	NOV.	305,36	22	6717,92
BAJO	DIC.	337,66	21	7090,86
BAJO	ENE.	315,18	23	7249,14
BAJO	FEB.	324,57	20	6491,40
MEDIO	MAR.	336,65	21	7069,65
TOTAL ANUAL D_{agua caldera} (kWh)				62.847,11

Sumando todos los valores anteriores se obtuvo la demanda térmica anual con aporte solar y consecuentemente el consumo energético. Los resultados se reflejan en la Tabla 94.

Tabla 94. Consumo energético anual con aporte solar.

<i>DTérmica Anual con aporte solar (kWh)</i>	<i>Rendimiento medio del sistema (Tabla 37)</i>	<i>CEAcon aporte solar (kWh)</i>
288.964,99	0,54	535.120,35

Se observa que el consumo energético de la instalación con aporte solar dio como resultado un valor de 535.120,35 kWh, frente a los 647.723,15 kWh de consumo sin aporte solar, lo que arrojó un valor de reducción de consumo energético de 112.602,80 kWh.

En cuanto al valor de la demanda térmica anual del proceso con aporte solar, ésta supuso un total de 288.964,99 kWh frente a los 349.770,50 kWh de demanda térmica del proceso sin aporte solar, lo que supone un valor anual de aporte solar de 60.805,52 kWh, calculado según la ecuación (58) y supone un porcentaje de ahorro solar anual de 17,38% calculado según la ecuación(57). Estos resultados son similares aunque algo inferiores a los que ofrecen Díaz Urriaga, J. et al [89] para simulaciones con colectores Fresnel de 200 m² de apertura y ratios de producción de entre 20 l/m² y 50 l/m², con valores de fracción solar anual entre el 20% y el 23% respectivamente.

5.6.4 Evaluación de la inversión

Se realizó el cálculo del VAN con los diferentes costes de inversión, según la hipótesis de financiación del apartado 4.8.5:

$A = 65.000€$ (Coste de la inversión sin subvención)

$A_{35\%} = 42.250€$ (Coste de la inversión con subvención del 35% sobre el coste de inversión inicial)

$A_{45\%} = 35.750€$ (Coste de la inversión con subvención del 45% sobre el coste de inversión inicial)

$A_{55\%} = 29.250€$ (Coste de la inversión con subvención del 55% sobre el coste de inversión inicial)

$A_{65\%} = 28.000€$ (Coste de la inversión con subvención del 65% sobre el coste de inversión inicial)

$A_{75\%} = 21.000€$ (Coste de la inversión con subvención del 75% sobre el coste de inversión inicial)

Los flujos de caja anuales fueron iguales todos los años, y se calcularon según el apartado 4.8.6:

$$Q_n = (647.723,15 - 535.120,35) \cdot 0,054 - 650 = 5.430,55 €$$

Introduciendo en una hoja de cálculo todas las variables anteriores, los resultados que se obtuvieron de PR, VAN Y TIR son los que se muestran en la Tabla 95.

Tabla 95. Valores del estudio económico.

	SIN SUBV	SUBV 35%	SUBV 45%	SUBV 55%	SUBV 65%	SUBV 75%
INVER. (A)	65.000,00 €	42.250,00 €	35.750,00 €	29.250,00 €	22.750,00 €	16.250,00 €
PR (años)	13	8	7	6	5	3
VAN 25años	64.181,54 €	86.931,54 €	93.431,54 €	99.931,54 €	106.431,54 €	128.393,72 €
TIR 25años	6,71%	12,12%	18,29%	14,70%	23,75%	37,41%

Se puede concluir que, en todos los casos, incluso en el escenario sin financiación, el periodo de retorno PR, se encuentra por debajo de los 15 años, si bien, para la hipótesis de inversión inicial, sin subvención, se puede considerar 13 años como un valor elevado.

El valor de la TIR es superior a la tasa de descuento ($k=0,386$) también en todos los casos.

En el caso particular, de la financiación del 55%, coincidente con la financiación de Extremadura, el periodo de retorno que se obtuvo fue de 6 años, siendo un valor no muy elevado, que junto con los valores de 14.70% de la TIR y el valor de 99.931,54€ del VAN podrían hacer muy interesante la inversión.

Por su parte, Díaz Urtiaga, J. et al [89], como resultados del análisis económico realizado para tecnología Fresnel, aportaban valores de PR en un intervalo comprendido entre 11 y 13 años , así como un intervalo de la TIR entre 6,6% y 8,4%, intervalos entre los que se encuentran los resultados de PR y TIR del escenario sin subvención.

En el trabajo realizado por Fuentes-Herlitz, F. [161] de evaluación energética para integración de energía solar térmica en procesos de la industria láctea, solo para tasas del 7%, para colectores Fresnel, se lograban rentabilidad entre los 19 y 20 años y solo para alguna de las plantas analizadas, no logrando rentabilidad alguna bajo ninguna condiciones de tasa de descuento analizada para otras plantas.

6 Conclusiones y líneas futuras

En los siguientes apartados se desarrollan las principales conclusiones del trabajo realizado, encuadradas en cada uno de los distintos apartados.

6.1 Conclusiones globales

- En el presente trabajo se ha propuesto el diseño, instalación y pruebas de la integración de la energía solar en el proceso de cocido del corcho.
- Con respecto a la potencialidad de estas industrias para la integración del sistema solar propuesto, se determina que las mismas son aptas por las características de su proceso industrial.
- En relación al diseño e instalación de sistemas de concentración solar para generación de calor solar industrial, se han encontrado dificultades debido a la escasa información pública de datos de producción y rendimientos de plantas ya instaladas, siendo las mismas además muy escasas, la mayoría de ellas en el ámbito de la demostración y no de una integración real en industria. Además, existe poca información sobre características técnicas de colectores solares de concentración de media temperatura siendo una tecnología menos desarrollada que la de los captadores solares de baja temperatura.
- Relativo a las pruebas y ensayos realizados, la instalación de energía solar de concentración en la industria corchera presenta una posibilidad real de mejora energética, considerando necesario para optimizar la misma la realización de las mejoras y las líneas futuras propuestas en este trabajo.

6.2 Conclusiones referentes a las industrias preparadoras de corcho como potenciales usuarias de la tecnología ensayada

- Considerando el tipo de proceso productivo que tienen las empresas preparadoras de corcho, se postulan como principales candidatas para la integración de la energía solar en su proceso. Son industrias que demandan agua caliente a temperatura cercana a los 100°C y cuyo porcentaje de coste energético debido a la energía térmica consumida, supone, según el tipo de empresa, entre un 79% y un 86% del gasto energético total.
- Además, el estudio de aplicación de la energía solar para producción de calor de proceso en estas industrias resulta de mucho interés debido al alto número de industrias similares existentes a las que se podrían trasladar los resultados. Solo en España (sin contar las industrias existentes en el país vecino Portugal) hay 42 industrias de este tipo, estando situadas 29 de ellas en la provincia de Badajoz, donde además la buena radiación solar favorece la instalación de este tipo de sistemas que aprovechen el recurso solar.
- Como principales inconvenientes se podrían destacar, por un lado, la escasa automatización de estas industrias, lo que influiría a la hora del control y funcionamiento de los equipos, con lo que junto con la instalación de los captadores solares también se habrá de prever un sistema de monitorización y control para un uso eficiente del sistema solar. Y por otro, y más importante, la estacionalidad de trabajos, puesto que la mayoría de estas empresas no trabajan en julio y agosto, justo los meses de mayor radiación solar, habría que buscar un uso alternativo de los paneles para

estos meses, de modo que pudiera complementarse con su uso normal o plantearse una reorganización del trabajo en la planta.

6.3 Conclusiones referentes al proceso térmico que tiene lugar en la industria

- Cada día tipo de cocción en una industria preparadora de corcho, implica un requerimiento de reposición de agua, en concreto se precisa de un volumen medio de 1.415 l de agua limpia y fría en el proceso, después de cada hora de cocción (calderada), realizando este aporte de agua una media de ocho veces al día. El volumen mínimo medio de reposición es de 678,70 l y el volumen máximo medio 2.268,80 l.
- Después de cada reposición de agua, la temperatura del vaso de cocción, sufre una bajada de temperatura, siendo esta de 6,83 °C de valor medio, con mínimos de 4 °C y máximos de 13,41 °C. Esto implica que se necesite un intervalo de tiempo hasta que vuelva a alcanzarse la temperatura adecuada para la cocción. Este intervalo de tiempo varía entre 9 y 26 minutos según el volumen de agua añadido, lo que conlleva que finalmente el corcho esté sumergido en el vaso de cocción más de una hora, que es el tiempo de cocción que marca el CIPT. Este proceso diario de calentamiento de agua genera una demanda térmica diaria media de 1.511,20 kWh.
- Los días de llenado completo de caldera se introduce un volumen medio de agua de 6.037,09 l, con mínimos de 5.722,47 l y máximos de 6.473,38 l, teniendo que calentar el agua desde la temperatura ambiente hasta la de régimen, lo que supone una demanda térmica media de llenado de 567,09 kWh
- Teniendo en cuenta los días que se produce cada proceso y no considerando los meses de julio y agosto, la demanda térmica anual total del proceso es de 349.770,50 kWh, siendo el rendimiento del sistema debido a las pérdidas del proceso de 0,54.

6.4 Conclusiones referentes al diseño solar, montaje y puesta en marcha del prototipo

- Una vez conocida y determinada la demanda térmica del proceso, y calculados los perfiles de demanda semanal y anual de la industria, se realizaron diferentes simulaciones para poder diseñar el sistema solar, determinando así el número de colectores del prototipo y el volumen de acumulación a instalar, obteniendo como resultado que la mejor combinación es la de 4 módulos de colectores y 6.000 l de volumen de acumulación.
- Se decide utilizar una estrategia de doble depósito, en lugar de uno único, ya que así se prevé que se podrá atender mejor a los dos tipos de consumo de agua que tiene la corchera, uno en continuo, para recebo de agua por calderada y otro de reposición del agua total de caldera los días de limpieza y relleno. Por ello se opta por un depósito de 1.000 l, superior a los volúmenes mínimos de recebo e inferior al volumen medio, para evitar un sobredimensionamiento del sistema. Y se opta por un segundo depósito de 5.000 l, que son los necesarios, complementando a los anteriores, para llegar a los 6.000 l de capacidad.

- El diseño y montaje del prototipo solar se realizó a escala real en una industria preparadora de corcho. Esta integración del prototipo en la fábrica permitió la realización de las pruebas necesarias para comprobar la efectividad del sistema frente a los datos teóricos que arroja la simulación.
- Tras la puesta en marcha y un periodo de pruebas experimental, la instalación quedó disponible para la realización de los ensayos de calentamiento de los depósitos y el uso de esta agua precalentada en la industria.
- En el periodo de prueba experimental se detectaron algunos fallos en el sistema, como por ejemplo: desenfoque de espejos, sombreado ocasional por pilas de corcho o reajustes de valores de consigna en las válvulas de primario. Todos ellos se tuvieron que solventar para poder realizar los ensayos.

6.5 Conclusiones referentes a los ensayos realizados

- Partiendo de los ensayos realizados se pudo establecer el porcentaje de días con buena radiación solar, útiles para la realización de los mismos según los periodos de radiación establecidos y siendo este porcentaje de 52,89% en el periodo de radiación bajo, de 82,61% en el periodo de radiación medio y del 100% en el caso del periodo de radiación alto.
- A través de los diferentes ensayos se pudieron conocer las temperaturas máximas y mínimas alcanzadas en el depósito de almacenamiento de 1.000 l así como la velocidad de calentamiento, cuando se utilizó el prototipo solar Fresnel para el calentamiento del mismo. Igualmente se pudieron determinar dichas variables para el depósito de 5.000 l. También se realizaron ensayos de calentamiento de los dos depósitos en su conjunto, pudiendo determinar el tiempo que el volumen total de los dos tarda en alcanzar la temperatura de consigna. Adicionalmente pudo evaluarse el comportamiento del sistema cuando se utilizó el agua almacenada en los dos depósitos para la reposición total del agua de la balsa de cocción (el día de limpieza y llenado completo de caldera), observando en todos los ensayos, que se producía un decremento de temperatura, debido a la entrada automática de agua fría para presurizar el sistema cuando los depósitos se descargan. Finalmente se ensayó el comportamiento del sistema cuando se utiliza el calor solar para el agua de recebo en cada calderada durante cada día, no apreciando en este ensayo el efecto de la bajada de temperatura que se producía en el caso anterior.
- Para optimizar el proceso sería aconsejable modificar los rangos de temperatura máxima de los depósitos en el sistema de control, de modo que en cada periodo de radiación se adapten a la media de la temperatura máxima conseguida en los ensayos tipo 1.1 y 1.2. para cada depósito. De este modo, una vez que el depósito de 1.000 l hubiera alcanzado esta nueva temperatura marcada, se comenzaría a calentar el depósito de 5.000 l, evitando así que el sistema siga intentando calentar el primero, sin ser capaz de conseguirlo, y además perdiendo la oportunidad de comenzar a calentar el segundo.
- Aunque la instalación se ha diseñado bajo la premisa de poder atender los dos consumos de agua, el de recebo y el de llenado completo, tras el análisis y los resultados del ensayo tipo 2, sería más conveniente establecer que el agua precalentada por el sistema solar sólo se utilice para el aporte del agua de recebo en cada calderada, ya que si se utiliza para el llenado, se pierde mucha

temperatura como se ha constatado en el ensayo, y además propicia que los depósitos se queden llenos de agua fría a última hora de la tarde del domingo, lo que impide poder recuperar temperatura para comenzar con los recibos del lunes a buena temperatura. Estratégicamente, sería más conveniente, no usar esa agua precalentada en los depósitos para el llenado del domingo sino seguir almacenándola para empezar a utilizarla para los recibos de las calderadas a partir del lunes.

- Sería aconsejable automatizar el llenado de la caldera mediante una válvula de tres vías situada antes de la válvula manual de llenado actual, y dar la consigna a esta nueva electroválvula para que sólo se use el agua procedente de los depósitos solares si la temperatura en el depósito de 1.000 l no es superior a la temperatura que se fije, por ejemplo 60°C. Así, si el depósito hubiera descargado agua precalentada, bajando así su temperatura de almacenamiento y no le hubiera dado tiempo a recuperar esta temperatura, la nueva electroválvula cambiaría de posición para que el agua de recibo de la calderada no provenga de los depósitos solares, sino del depósito existente en la fábrica. Así se evitaría estar continuamente usando agua de los depósitos solares sin control de la temperatura a la que se está vertiendo el agua en la caldera y además se impediría al sistema aumentar la temperatura en los mismos.
- Por otro lado, con respecto a la idoneidad de la elección de la estrategia de doble depósito y la elección del volumen de ambos depósitos, que eran variables que debían ser objeto de estudio en función de los resultados de los ensayos, se puede concluir que si bien la estrategia de doble depósito ha sido buena, no lo ha sido tanto la elección de los volúmenes. Con respecto a la estrategia de doble depósito, ha sido adecuada, puesto que así mientras se descarga un depósito, éste puede llenarse del otro que ya está precalentado, por lo que no se llena de agua fría y siempre habría un volumen precalentado. Con respecto a la decisión sobre los volúmenes, la decisión del volumen mayor no ha sido acertada, ya que una vez determinado, que es más aconsejable utilizar el agua precalentada sólo para los recibos y no para el llenado completo de caldera, hubiera sido mejor instalar un segundo depósito de otros 1.000 l de agua, puesto que se calentaría antes, y se podría tener disponible más volumen de agua a mayor temperatura que actualmente, incluso sería aconsejable, tener un tercer depósito instalado de 1.000 l, que sirviera de amortiguación y que se pudiera llenar o no, en función del periodo de radiación.

6.6 Conclusiones referentes al análisis económico

- Para analizar la viabilidad económica del sistema se necesitó establecer el valor de la inversión inicial, la cual se fijó en 65.000€. Teniendo en cuenta que para este tipo de prototipos resulta complejo poder determinar un valor comercial de los equipos necesarios instalar, ya que se trata de tecnologías aún incipientes y no tan estudiadas y testeadas como otras, este valor de inversión inicial se estimó en base a referencias generales de diferentes publicaciones. Se espera que este coste baje en los años próximos debido al auge y empuje desde las distintas administraciones para favorecer la instalación de más plantas que puedan propiciar la fabricación de mayor número de colectores e instalaciones, que permitan por economía de escala poder llegar a precios más competitivos.
- Los costes de operación y mantenimiento por el mismo motivo anterior también hubieron de estimarse en base a referencias, estimándose en este caso en un 1% del coste de inversión.

- El ahorro anual que se calculó con la reducción de consumo energético que se podría conseguir en base a los resultados de los ensayos realizados fue de 5.430,55€.
- Se tuvo en cuenta en el estudio económico la posibilidad de recibir una financiación en formato subvención para la instalación del conjunto solar. Así, se analizó la rentabilidad y el periodo de retorno para diferentes porcentajes de financiación, en concreto para el 55% de financiación que es la última financiación concedida en Extremadura para este tipo de instalaciones, obteniendo para ese supuesto un periodo de retorno de 6 años, con una tasa de interés de 14,70%. Los valores para el supuesto sin financiación serían un periodo de retorno de 13 años con una tasa de interés de 6,71%.

6.7 Líneas futuras

- Como principal línea futura se plantea el diseño de una modificación de la instalación que recoja las sugerencias mencionadas en estas conclusiones, como son:
 - La modificación de los modos de operación en función de las temperaturas máximas alcanzables en los depósitos según el periodo de radiación.
 - La sustitución de la válvula manual de llenado por una electroválvula para llenar la instalación según nivel de temperatura de los depósitos solares.
 - La instalación de dos nuevos depósitos de 1.000 l de modo que pudieran realizarse ensayos con tres depósitos en serie de 1000 l, para poderlo comparar con la opción actual de dos depósitos de 1.000 l y 5.000 l.
- Plantear a la industria la posibilidad de instalar un quinto módulo solar, en detrimento de la pérdida de superficie para almacenamiento de corcho, para poder constatar las mejoras reales que supondría este quinto módulo.
- Una vez realizadas todas las modificaciones se podría establecer un nuevo calendario de ensayos, que pudieran arrojar nuevos valores mejorados de temperatura y ahorro energético. Se sugiere ampliar el análisis con mayor número de ensayos desde el punto de vista técnico y económico.
- Se podría diseñar un nuevo método de llenado de la instalación solar, de modo que la entrada de agua fría no afectase al agua precalentada ya en los depósitos, es decir, que no se realizase por presión, o bien diseñar circuitos separados.
- Se deberían potenciar más estudios de los captadores solares existentes en mercado, así como sus características y sus prestaciones y sus rendimientos, y los formatos de integración e instalación en industrias. También resulta aconsejable potenciar más estudios para disponer de producciones y rendimientos de los prototipos instalados, tanto a nivel nacional como europeo.
- Se propone analizar los factores que pueden afectar al rendimiento de los colectores como puede ser la pérdida de reflectancia por polvo en el ambiente (movimiento de los fardos de corcho).
- Se considera muy interesante realizar un estudio de necesidades de mantenimiento reales de la instalación en base a la experiencia adquirida.

- Finalmente, sería muy conveniente extender este estudio a otras industrias o agroindustrias en otros sectores de actividad, que demanden agua en condiciones similares a las estudiadas en este trabajo.

7 Bibliografía

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “El proceso internacional de lucha contra el cambio climático.” <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/>.
- [2] Naciones Unidas, “Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático,” vol. 61702. 1998.
- [3] Naciones Unidas, “Acuerdo de París.” <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>, 2015.
- [4] Naciones Unidas, “Naciones Unidas. Objetivos de Desarrollo Sostenible.” [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/>.
- [5] Naciones Unidas, “Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible,” vol. 16301. pp. 1–40, 2015.
- [6] Naciones Unidas, “Naciones Unidas. Acción por el Clima.” [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>.
- [7] C. Europea, “Energía, Cambio climático, Medio ambiente.” https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment_es.
- [8] High-Level Group on Energy-Intensive Industries. European Union., “Masterplan for a Competitive Transformation of EU Energy-intensive Industries Enabling a Climate-neutral, Circular Economy by 2050.” 2019, doi: 10.2873/854920.
- [9] Comisión Europea, “El Pacto Verde Europeo. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones.” 2019.
- [10] Z. Cheng, L. Li, J. Liu, and H. Zhang, “Research on energy directed technical change in China’s industry and its optimization of energy consumption pattern,” *Journal of Environmental Management*, vol. 250. Academic Press, p. 109471, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.jenvman.2019.109471.
- [11] M. I. Ismail, N. A. Yunus, and H. Hashim, “Integration of solar heating systems for low-temperature heat demand in food processing industry – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147. Pergamon, p. 111192, 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111192.
- [12] “EuroStat, 2021. Energy statistics - an overview.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption.
- [13] O. Neagu and M. C. Teodoru, “The relationship between economic complexity, energy consumption structure and greenhouse gas emission: heterogeneous panel evidence from the EU countries,” 2019. doi: 10.3390/su11020497.
- [14] C. X. M. Su, S. Pauleit, X. Yin, Y. Zheng, S. Chen, “Greenhouse gas emission accounting for EU member states from 1991 to 2012,” *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 759–768, 2016.

- [15] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).” <https://www.idae.es/>.
- [16] D. Benítez, R. Buck, J. Dersch, H.-G. Dibowski, and M. Eickhoff, “Solar thermal power plants. Heat, electricity and fuels from concentrated solar power.” 2021, [Online]. Available: www.dlr.de/sf/en/.
- [17] Calor Solar para la Industria. FSC. Alemania, “Informe Proyecto Solar Payback.” 2017.
- [18] S. Hess, “Solar thermal process heat (SPH) generation,” *Renewable Heating and Cooling: Technologies and Applications*. Woodhead Publishing, pp. 41–66, 2016, doi: 10.1016/B978-1-78242-213-6.00003-5.
- [19] R. Boardman and P. Sabharwall, “Generation and Use of Thermal Energy in the U . S . Industrial Sector and Opportunities to Reduce its Carbon Emissions,” no. September, 2016.
- [20] Fishedick; M. et al., “2014: Industry,” *Climate Change 2014: Panel on Climate Change*. pp. 739–810, 2014, [Online]. Available: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_full.pdf.
- [21] N. Ralph, “A conceptual merging of circular economy, degrowth and conviviality design approaches applied to renewable energy technology,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 319. p. 128549, 2021.
- [22] M. E. Webber, “Energy versus water: solving both crises together,” 18. pp. 34–41, 2008.
- [23] M. Matamoros Pacheco, “Análisis de la tecnología de concentración solar de media temperatura para aplicaciones industriales.” p. 117, 2019.
- [24] H. Schweiger *et al.*, “POSHIP - The Potential of Solar Heat for Industrial Processes (Final Report),” 2001.
- [25] 5th Framework Program of the Directorate General for Transport and Energy (DG TREN) of the European Commission., “Proyecto ‘POSHIP-The Potential of Solar Heat in Industrial Processes.’” <https://aiguasol.coop/project/poship-the-potential-of-solar-heat-in-industrial-processes/>.
- [26] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, “Plan de Energías Renovables 2011-2020.” 2011.
- [27] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, “Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial.” 2011.
- [28] Solar Concentra, “Plataforma Tecnológica de la Energía Solar de Concentración.” <http://www.solarconcentra.org/>.
- [29] Solar Concentra, “Mercado Potencial En España Y Aplicaciones en Tecnologías Solares De Concentración De Media Temperatura,” 2015.
- [30] Solar Concentra, “Who is who? Estudio geolocalizado del potencial de aplicaciones de calor solar de proceso en media temperatura,” 2016. doi: 10.4324/9781315543505-8.
- [31] SOLATOM CSP, “Who is who? (II) Segundo estudio geolocalizado del potencial de aplicaciones de calor solar de proceso en media temperatura,” no. Ii, 2017.
- [32] F. J. Sepúlveda *et al.*, “Analysis of potential use of linear fresnel collector for direct steam generation in industries of the Southwest of Europe,” 2019. doi: 10.3390/en12214049.

- [33] European Commission, “Proyecto INSHIP – Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes.” [Online]. Available: <https://inship.psa.es/index.php>.
- [34] IEA – International Energy Agency, “IEA - International Energy Agency.” <https://www.iea.org/>.
- [35] IEA – International Energy Agency, “IEA Solar Heating & Cooling Technology Collaboration Programme.” <https://www.iea-shc.org/>.
- [36] IEA – International Energy Agency, “SHC Task 64 | Solar Process Heat.” <https://task64.iea-shc.org/>.
- [37] IEA – International Energy Agency, “SHC Task 33. Solar Heat for Industrial Processes.” <https://task33.iea-shc.org/>.
- [38] IEA – International Energy Agency, “SHC Task 49. Solar Heat Integration in Industrial Processes.” <https://task49.iea-shc.org/>.
- [39] IEA – International Energy Agency, “SolarPACES (Solar Power and Chemical Energy Systems).” <https://www.solarpaces.org/>.
- [40] “Plataforma Solar de Almería- PSA,” *Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Ministerio de Ciencia e Innovación.* <http://www.psa.es/>.
- [41] CIEMAT-PSA, “Proyecto SOLTERMIN. Soluciones termosolares para integración en procesos industriales.” <http://www.psa.es/es/areas/ussc/grupomedia/proyectos/soltermin.php>.
- [42] R. Abbas, M. Valdés, M. J. Montes, and J. M. Martínez-Val, “Design of an innovative linear Fresnel collector by means of optical performance optimization: A comparison with parabolic trough collectors for different latitudes,” *Sol. Energy*, vol. 153, pp. 459–470, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.047>.
- [43] E. Bellos, “Progress in the design and the applications of linear Fresnel reflectors – A critical review,” *Therm. Sci. Eng. Prog.*, vol. 10, pp. 112–137, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2019.01.014>.
- [44] R. Abbas, M. J. Montes, A. Rovira, and J. M. Martínez-Val, “Parabolic trough collector or linear Fresnel collector? A comparison of optical features including thermal quality based on commercial solutions,” *Solar Energy*, vol. 124, pp. 198–215, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.11.039>.
- [45] N. Kincaid, G. Mungas, N. Kramer, M. Wagner, and G. Zhu, “An optical performance comparison of three concentrating solar power collector designs in linear Fresnel, parabolic trough, and central receiver,” *Appl. Energy*, vol. 231, pp. 1109–1121, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.153>.
- [46] M. Cagnoli, D. Mazzei, M. Procopio, V. Russo, L. Savoldi, and R. Zanino, “Analysis of the performance of linear Fresnel collectors: Encapsulated vs. evacuated tubes,” *Sol. Energy*, vol. 164, no. February, pp. 119–138, 2018, doi: [10.1016/j.solener.2018.02.037](https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.02.037).
- [47] F. Huang, L. Li, and W. Huang, “Optical performance of an azimuth tracking linear Fresnel solar concentrator,” *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 1–12, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.06.028>.

- [48] G. Morin, J. Dersch, W. Platzer, M. Eck, and A. Häberle, “Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 1–12, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.020>.
- [49] N. El Gharbi, H. Derbal, S. Bouaichaoui, and N. Said, “A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies,” *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 565–572, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.065>.
- [50] A. K. Sharma, C. Sharma, S. C. Mullick, and T. C. Kandpal, “Solar industrial process heating: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, pp. 124–137, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.079>.
- [51] J. A. Quijera, M. G. Alriols, and J. Labidi, “Integration of a solar thermal system in canned fish factory,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 70, no. 2, pp. 1062–1072, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.04.012>.
- [52] B. El Ghazzani, D. Martinez Plaza, R. Ait El Cadi, A. Ihlal, B. Abnay, and K. Bouabid, “Thermal plant based on parabolic trough collectors for industrial process heat generation in Morocco,” *Renew. Energy*, vol. 113, pp. 1261–1275, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.063>.
- [53] Plataforma Solar de Almería_PSA_CIEMAT, “Proyecto CAPSOL_Captador solar cilindroparábolico para aplicaciones térmicas hasta 250°C.” CIEMAT, Universidad de Almería y Composites y Sol S.L., [Online]. Available: <https://www.psa.es/es/projects/capsol/index.php>.
- [54] “Sustituir los combustibles fósiles por solar gracias a un sistema modulable y transportable, 2019. El periódico de la energía.” <https://elperiodicodelaenergia.com/tag/solpinter/>.
- [55] “Indertec desarrolla SOLPINVAP: Energía SOLar de Media Temperatura para procesos INDUSTRIALES con demanda de VAPor.” <https://indertec.com/2020/01/19/indertec-desarrolla-solpinvap-energia-solar-de-media-temperatura-para-procesos-industriales-con-demanda-de-vapor/>.
- [56] D. Pulido Iparraguirre, “Desarrollo de un prototipo de captador solar Fresnel Lineal de media temperatura,” Universidad de Almería, 2020.
- [57] U. Jakob and F. Kiedaisch, “Analysis of a solar hybrid cooling system for industrial applications,” *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019*, pp. 2642–2651, 2020, doi: 10.18086/swc.2019.55.07.
- [58] “ABSOLICON.” <https://www.absolicon.com/>.
- [59] Programa de Cooperación INTERREG MAC 2014-2020, “ACLIEMAC_Adaptación al Cambio Climático de los Sistemas Energéticos de la Macaronesia.” [Online]. Available: <https://www.acliemac.com/>.
- [60] H. Schweiger *et al.*, “The Potential of Solar Heat in Industrial Processes. a State of the Art Review for Spain and Portugal,” vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [61] R. Ghabour and P. Korzenszky, “Technical and non-technical difficulties in solar heat for industrial process,” *Acta Technica Corviviensis-Bulletin of Engineering, Tome XIV. Fascicule 3*, pp. 11–18, 2021.
- [62] IEA – International Energy Agency, “SHIP Plants_Database for applications of solar heat integration in industrial processes.” <http://ship-plants.info/>.

- [63] Solar Concentra, “Inventario de Instalaciones SHIP en España.” <https://www.ressspi.com/biz/listaProyectos>.
- [64] Junta de Extremadura, “Estrategia de Investigación e Innovación para la Especialización Inteligente de Extremadura RIS3,” 2015, [Online]. Available: <http://www.ris3extremadura.es/>.
- [65] ASECOR, “El corcho: ecológico, sostenible y reciclable.” 2007.
- [66] J. Santos Pereira, M. Nuno Bulgalho, and M. da Conceição Caldeira, “CORCHO.Cultura, Naturaleza, Futuro.” 2015.
- [67] F. Sepúlveda Justo, “Tesis doctoral. Aprovechamiento selectivo para la valorización integral de residuos de la industria del corcho,” *Universidad de Extremadura*. 2014.
- [68] M. A. Martínez-Cañas, R. Santiago-Beltrán, and M. J. Trinidad-Lozano, “Producción e industrialización del corcho en Extremadura,” in *La agricultura y la ganadería extremeñas. Informe 2012*, 2012, pp. 147–159.
- [69] CICYTEX, “Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas de Extremadura.” <http://cicytex.juntaex.es/>.
- [70] Programa Operativo de Cooperación Transfronteriza España-Portugal (POCTEP) 2007-2013, “Red de Investigación Transfronteriza entre Extremadura, Centro y Alentejo (RITECA).” <http://riteca.gobex.es/>.
- [71] R. Pujol Nadal, “Comportamiento óptico y térmico de un concentrador solar lineal con reflector estacionario y foco móvil,” *PhD. Univ. Balear. Islands*, 2012, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10803/84115>.
- [72] M. J. Trinidad-Lozano, L. González-Martínez, F. J. Yuste-Córdoba, T. M. Santiago-Codosero, R. García-Mateos, and M. Biencinto-Murga, “Integration of solar energy in the cork boiling process, using a solar pilot plant,” *International Congress on Water, Waste and Energy Management Porto (Portugal), 16-18 July 2014*. doi: 10.1007/978-3-319-04193-3_4.
- [73] “Proyecto IDERCEXA. Investigación, Desarrollo y Energías Renovables para la mejora del tejido empresarial en Centro, Extremadura y Alentejo.” <https://idercexa.com/> (accessed Oct. 12, 2019).
- [74] APCOR. Associação Portuguesa da Cortiça, “Manual Técnico Tapón De Corcho,” p. 53, 2015.
- [75] APCOR. Associação Portuguesa da Cortiça, “CorkFacts,” <https://www.apcor.pt>, [Online]. Available: <https://www.apcor.pt/>.
- [76] J. Pereira, M. Bugalho, and M. Caldeira, “Do sobreiro à cortiça. Um sistema sustentável,” pp. 1–44, 2008.
- [77] M. J. Trinidad-Lozano, “Valoración y comportamiento térmico de los residuos de la industria corchera en San Vicente de Alcántara.” Trabajo Fin de Máster, Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Extremadura, 2011.
- [78] Junta de Extremadura, *Manual didáctico del sacador y del obrero especializado en los trabajos culturales del alcornocal*. Instituto del Corcho, la Madera y el Carbón Vegetal (Extremadura) y FUNDECYT, 2000.
- [79] CELIEGE, “CIPT – Código Internacional de Prácticas Taponeras,” 2014.

- [80] Junta de Extremadura, *Manual didáctico del taponero*. Instituto del Corcho, la Madera y el Carbón (Extremadura) y FUNDECYT, 1999.
- [81] ASECOR, “Características del Mercado del Corcho Extremeño. Analisis Estratégico. Proyecto Corchiça,” 2005.
- [82] H. Pereira, *Cork: biology, production and uses*. 2007.
- [83] A. J. Flores, F. Javier, and P. Lucena, “Comparación de modelos físicos de un captador solar Fresnel,” 2017. [Online]. Available: <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/66510>.
- [84] M. Collares-Pereira, “8 Energía solar y óptica sin imágenes para la producción de agua limpia.”
- [85] IEA – International Energy Agency, “SolarPACES.How CSP Works: Tower, Trough, Fresnel or Dish.” <https://www.solarpaces.org/how-csp-works/>.
- [86] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, “Evaluación del Potencial de Energía Solar Termoeléctrica.” Accessed: Oct. 13, 2019. [Online]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e12_termoelectrica_A_fd47d41f.pdf.
- [87] David Larra Rey, “Diseño de planta de generación de vapor por concentración solar con tecnología fresnel.” Trabajo Fin de Máster, Escuela de Ingenierías Industriales. Universidad de Extremadura, 2020.
- [88] E. Zarza-Moya, “Máster en energías renovables y mercado energético. Módulo: Electricidad Termosolar.” Escuela de Organización Industrial, 2015.
- [89] J. Díaz-Urtiaga, C. Espinosa-Nevado, J. Gonzalez-Camacho, and A. Paredes-Salvador, “Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de climatización.” Informes técnicos IDAE 003, 2015.
- [90] D. Mills, “Advances in solar thermal electricity technology,” *Sol. Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 19–31, 2004, doi: 10.1016/S0038-092X(03)00102-6.
- [91] N. El Gharbi, H. Derbal, S. Bouaichaoui, and N. Said, “A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies,” *Energy Procedia*, vol. 6, pp. 565–572, 2011, doi: 10.1016/j.egypro.2011.05.065.
- [92] R. Abbas, M. J. Montes, A. Rovira, and J. M. Martínez-Val, “Parabolic trough collector or linear Fresnel collector? A comparison of optical features including thermal quality based on commercial solutions,” *Sol. Energy*, vol. 124, pp. 198–215, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2015.11.039.
- [93] “Monte Carlo Ray Tracer.” https://github.com/kbladin/Monte_Carlo_Ray_Tracer (accessed Oct. 13, 2019).
- [94] J. D. Nixon and P. A. Davies, “Cost-exergy optimisation of linear Fresnel reflectors,” *Sol. Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 147–156, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2011.09.024.
- [95] M. A. Moghimi, K. J. Craig, and J. P. Meyer, “Simulation-based optimisation of a linear Fresnel collector mirror field and receiver for optical, thermal and economic performance,” *Sol. Energy*, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.06.001.

- [96] D.-I. H-J Bauer, “Technische und wirtschaftliche Analyse von horizontalen Fresnel-Kollektoren,” 2009.
- [97] A. Barbón, J. A. Sánchez-Rodríguez, L. Bayón, and C. Bayón-Cueli, “Cost estimation relationships of a small scale linear Fresnel reflector,” *Renew. Energy*, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.060.
- [98] P. Horta, “Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors,” no. solarPACES, p. 33, 2016.
- [99] J. F. Andreas Häberle, Michael Berger, Stephan Scherer, “La Tecnología CSP Fresnel. El Estado de la Tecnología y una Visión General del Mercado,” 2014.
- [100] B. Shao, Y. Wang, X. Wu, Y. Lu, and X. Yang, “Solar Steam Generation ECOTHERM,” *Journal of Materials Chemistry A*, vol. 8. pp. 11665–11673, 2020.
- [101] INDUSTRIAL SOLAR GmbH, “Colector Fresnel LF-11,” vol. 686.
- [102] Soltigua, “A world of opportunities FLT : the ideal solution for cooling and process heat.”
- [103] Solatom, “SOLATOM FLT 20 Linear Fresnel Solar Collector Pre-assembled solar solution for heat demand in SMEs,” [Online]. Available: www.solatom.com.
- [104] “Solución Rioglass Sun2Heat ®.”
- [105] Trivelli Energia srl, “Solar Wing EVO. Micro-CSP technology.”
- [106] G. N. Tiwari and L. Sahota, “ABSOLICON Solar collectors,” *Green Energy and Technology*. 2017, doi: 10.1007/978-981-10-4672-8_4.
- [107] G. S. Walker, “Thesis Development of a Low Cost Linear Fresnel,” no. December, 2013.
- [108] Christian Venegas-Coll, “Diseño y construcción de un concentrador Lineal Fresnel,” Tesis para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico, Mención Energía, de la Universidad Técnica Federico Santa María, 2017.
- [109] IRENA - International Renewable Energy Agency, “Renewable energy technologies: Cost analysis series. Concentrating Solar Power,” vol. 1, no. 2. pp. 373–402, 2012, doi: 10.1016/B978-0-12-812959-3.00012-5.
- [110] G. Espinosa-Rueda, J. L. Navarro Hermoso, N. Martínez-Sanz, and M. Gallas-Torreira, “Vacuum evaluation of parabolic trough receiver tubes in a 50 MW concentrated solar power plant,” *Sol. Energy*, vol. 139, pp. 36–46, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.09.017.
- [111] G. Godínez Granados, “Diseño de un reflector Fresnel de foco lineal para aplicaciones de calor de procesos,” Tesis doctoral. Centro de Investigaciones en Óptica A.C, 2018.
- [112] M. del R. Caro-Hidalgo, “Estudio teórico y experimental de un captador solar tipo Fresnel. Universidad de Sevilla.” Proyecto fin de carrera, Universidad de Sevilla, 2009.
- [113] S. Hisan-Farjana, N. Huda, M. A. Parvez-Mahmud, and R. Saidur, “Solar process heat in industrial systems – A global review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82. pp. 2270–2286, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.065.

- [114] B. Muster-Slawitsch *et al.*, “Integrating Solar Heat into Industrial Processes (SHIP) Booklet on results of Task49/IV Subtask B,” 2015. [Online]. Available: <http://task49.ica-shc.org/>.
- [115] A. Ayuso-Pecos, “Diseño y simulación de un sistema de energía solar térmica para producción de vapor en un proceso de pasteurización.” Trabajo Fin de Máster en Sistemas de Energía Térmica. Dpto. Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla, pp. 1–95, 2021.
- [116] B. Muster *et al.*, “Solar Process Heat for Production and Advanced Applications.Integration Guidelines.Deliverable B 2,” 2015. doi: 10.1201/9781420004670.ch16.
- [117] Aiguasol, “Appsol: Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la Industria Chilena,” vol. 1. <http://appsol.cl/wp-content/uploads/2017/03/APPSOL.Manual-FINAL.pdf>, p. 290, 2014.
- [118] “Meteonorm.” <https://meteonorm.com/>.
- [119] Agencia Estatal de Meteorología, “Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT.”
- [120] Grupo de Radiación Solar del CIEMAT, “ADRASE_Acceso a Datos de Radiación Solar de España.” <http://www.adrase.com/>.
- [121] Comisión Europea, “Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica PVGIS.” https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html.
- [122] NREL Transforming ENERGY, “NSRDB: Base de Datos Nacional de Radiación Solar.” <https://nsrdb.nrel.gov/>.
- [123] “Redes de observación de AEMET.” <http://www.aemet.es/es/eltiempo/observacion>.
- [124] Á. M. Guerrero-Quijano, “Diseño y simulación de plantas termosolares con captadores cilindroparabólicos aplicado a la industria del corcho,” Proyecto fin de Carrera. Universidad de Málaga, 2010.
- [125] M. Frasquet, “SHIPcal: Solar Heat for Industrial Processes Online Calculator,” *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 611–619, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.213.
- [126] “Calculadora PVWatts® de NREL.” <https://pvwatts.nrel.gov/>.
- [127] “A TRaNsient SYstems Simulation Program.” <https://sel.me.wisc.edu/trnsys/>.
- [128] I. Ben Hassine and D. Pietruschka, “Hardware-in-the-loop Test for a Parabolic Trough Collector Plant in the Meat Industry,” *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 585–590, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.206.
- [129] A. K. Mohammed and I. A. Hamakhan, “Analysis of energy savings for residential electrical and solar water heating systems,” *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 27, p. 101347, 2021, doi: 10.1016/j.csite.2021.101347.
- [130] “InSun: Industrial Process Heat by Solar Collectors,” *European Union’s Seventh Framework Programme FP7/2007-2013*. <https://cordis.europa.eu/project/id/296009>.
- [131] “APPSOL-Therm- Energía Solar Térmica en la industria.” <http://appsol.cl/>.
- [132] M. Frasquet, J. bannenber, M. Silva, and Y. Nel, “RESSSPI: The Network of Simulated Solar Systems for Industrial Processes,” Feb. 2019, pp. 1–9, doi: 10.18086/eurosun2018.08.04.

- [133] B. Muster-Slawitsch, S. Meitz, and E. Frank, “Solar Heat Integrations in Industrial Processes. Technology Position Paper,” no. May, 2020, [Online]. Available: <http://ship-plants.info/>.
- [134] V. de los M. Hernando, “Evaluación de un sistema de energía solar térmica para suministro de agua caliente en industrias cárnicas,” Tesis doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas. Universidad Politécnica de Madrid, 2017.
- [135] C. J. Porras-Prieto, “Evaluación de un sistema de energía solar térmica basado en colectores de tubos de vacío para suministro de agua a alta temperatura,” Tesis doctoral. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas. Departamento de Ingeniería Agroforestal. Universidad Politécnica de Madrid, 2015.
- [136] J. Vargas Guativa, C. Almanza León, and J. Guapacho Castro, “Sistema de instrumentación virtual utilizando un sensor RTD experimental,” *Ingenium Revista de la Facultad de Ingeniería*, vol. 17, no. 34. pp. 31–46, 2016, doi: 10.21500/01247492.2737.
- [137] M. J. Trinidad-Lozano, R. García-Mateos, M. Fernández-Galván, S. Cuéllar-Borrego, F. J. Yuste-Córdoba, and A. J. Montero-Calvo, “Estudio de demanda térmica de sistema de cocido de corcho para futura integración de sistema de energía solar de media temperatura.” Poster. V Congreso Ibero-Americano de Emprendimiento, Energía, Medioambiente y Tecnología (CIEEMAT), 2019.
- [138] M. Biencinto, L. González, L. Valenzuela, and A. Fernández, “Design and simulation of a solar field coupled to a cork boiling plant,” *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 1134–1143, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.128.
- [139] A. Frein, M. Calderoni, and M. Motta, “Solar thermal plant integration into an industrial process,” *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 1152–1163, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.130.
- [140] A. Baniassadi, M. Momen, M. Amidpour, and O. Pourali, “Modeling and design of solar heat integration in process industries with heat storage,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 170. pp. 522–534, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.183>.
- [141] I. Lillo-Bravo, E. Pérez-Aparicio, N. Sancho-Caparrini, and M. A. Silva-Pérez, “Benefits of Medium Temperature Solar Concentration Technologies as Thermal Energy Source of Industrial Processes in Spain,” *Energies*, vol. 11, no. 11, 2018, doi: 10.3390/en1112950.
- [142] INERSUR. Iniciativas Energéticas del Sur, “Producción de energía solar térmica media temperatura.” 2014, Accessed: Oct. 12, 2019. [Online]. Available: <http://www.solarconcentra.org/wp-content/uploads/2017/12/04.Inersur.pdf>.
- [143] L. González-Parrilla, “Modelado y simulación de una planta solar Fresnel de refrigeración.” Trabajo Fin de Grado Grado en Ingeniería Electrónica, Robótica y Mecatrónica. Universidad de Sevilla, 2019.
- [144] M. Frasquet Herraiz, “Recuperación mejorada de petróleo mediante concentración solar,” Tesis Doctoral Ingeniería Energética. Dep. Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla., 2021.
- [145] SOLATOM, “Solar Steam for Industrial Processes,” 2020. <https://www.solatom.com/>.

- [146] M. Eck *et al.*, “Guidelines for CSP Yield Analysis – Optical Losses of Line Focusing Systems; Definitions, Sensitivity Analysis and Modeling Approaches,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1318–1327, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.141>.
- [147] A. Rapallini and E. Yarke, “La utilización del Programa Meteonorm para generar la base de datos meteorológicos que requiere Energy-10 para la Argentina,” vol. 217, no. 1405, 2015, [Online]. Available: <http://www.cricyt.edu.ar/asades/modulos/averma/trabajos/1999/1999-t011-a002.pdf>.
- [148] M. Kavouras and M. Kokla, “Integration Guidelines,” *Theor. Geogr. Concepts*, no. February, pp. 253–292, 2007, doi: 10.1201/9781420004670.ch16.
- [149] M. Frassetto *et al.*, “Instalación de calor solar de proceso en una fábrica de corcho extremeña.” XVII Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, 2020.
- [150] Libretexts, “CH103: Allied Health Chemistry – Chemistry; 2.2. Heating Curves.” <https://wou.edu/chemistry/courses/online-chemistry-textbooks/ch103-allied-health-chemistry/>.
- [151] M. Biencinto, L. González, and L. Valenzuela, “Simulation and Economic Analysis of an Innovative Compact Linear Fresnel Collector Coupled to Two Industrial Processes with Low and Medium Temperatures,” *27th SolarPACES Conference, September 27 – October 1, 2021, Online Event*. 2021.
- [152] AVEBIOM, “Índice de precios del pellet de madera para uso doméstico en España,” pp. 1–11, 2021, [Online]. Available: <https://www.avebiom.org/>.
- [153] Consejería para la Transición Ecológica y Sostenibilidad. Junta de Extremadura., “Convocatoria de subvenciones para actuaciones de fomento de energías renovables en Extremadura. DOE N° 222 de 17 de noviembre de 2020.” pp. 41909–41984, 2020.
- [154] Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, “Tesoro Público.” <https://www.tesoro.es/deuda-publica/subastas/resultado-ultimas-subastas/obligaciones-del-estado>.
- [155] A. Loizaga Barea, “Análisis Térmico de Procesos Industriales para uso de Energía Solar Térmica.” Proyecto Fin de Grado Ingeniería de Tecnologías Industriales Intensificación Energética. Universidad de Sevilla., 2017.
- [156] R.-J. Borges, M. J.-L. Rodríguez, J. A.-M. Monzón, and D. A.-V. Moya, “Método para la evaluación de la eficiencia e impacto ambiental de un generador de vapor,” *Ing. Energética*, vol. 2, no. April, pp. 135–144, 2016.
- [157] A. de la C. Bermúdez-Chou and R. Jiménez-Borges, “Rendimiento energético y exergético para el aprovechamiento de biomásas en el proceso de combustión,” no. May. 2021.
- [158] C. Forgues, “Bilans Carbone comparatifs de différentes solutions de bouchage des vins tranquilles.” CAIRN environnement, 2007.
- [159] G. Almeida, “Avaliação comparativa do ciclo de vida da rolha de cortiça natural e de uma técnica produzidas na empresa Cork Supply Portugal.” Dissertação submetida para obtenção do grau de Mestre em Engenharia do Ambiente. Universidade do Porto, 2019.
- [160] CORTICEIRA AMORIM, SGPS, and SA, “Evaluation of the environmental impacts of Cork Stoppers versus Aluminium and Plastic Closures,” *Analysis of the life cycle of Cork, Aluminium and Plastic Wine Closures*, no. October. PwC/Ecobilan, 2008.

[161] F. I. Fuentes-Herlitz, “Evaluación energética para integración de energía solar térmica en procesos de la industria láctea.” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico. Universidad de Chile., 2020.