

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

Análisis comparativo de equipos solares térmicos prefabricados por termosifón

Autor: Raquel Díaz Fernández
Tutor: Isidoro Lillo Bravo

**Dpto. Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2019



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Análisis comparativo de equipos solares térmicos prefabricados por termosifón

Autor:
Raquel Díaz Fernández

Tutor:
Isidoro Lillo Bravo
Profesor titular

Dpto. de Ingeniería energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Carrera: Análisis comparativo de equipos solares térmicos prefabricados por termosifón

Autor: Raquel Díaz Fernández

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis amigos
A mis profesores

En este proyecto, se han analizado los resultados de los ensayos de la Norma 9459-5 de 37 sistemas solares térmicos de circulación por termosifón, llevados a cabo por el grupo de Termodinámica de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros, junto con el CENER. En primer lugar, se ha definido los tipos de sistemas solares prefabricados que existen, en qué consiste los ensayos realizados a los equipos, según la Norma, y se han definido los parámetros característicos que se analizarán a posterior. Seguidamente, se han analizado los parámetros experimentales y la influencia de las características técnicas sobre los mismos. En segundo lugar, se ha realizado una predicción a largo plazo, anual y mensual, en cuatro ciudades de referencia distintos, y se ha estudiado el comportamiento de los equipos. En el análisis anual, se ha distinguido la energía producida, el rendimiento y la fracción solar como indicadores de comportamiento, primero con una media del conjunto de los equipos en los diferentes climas de referencia, y luego sus desviaciones respecto a estos valores medios. El estudio mensual ha consistido en diferenciar según algunas características de los equipos y comparar su energía producida para obtener aquel con mejor comportamiento.

Abstract

In this project, we have analyzed the results of the tests of Standard 9459-5 of 37 solar thermal systems for thermosiphon circulation, carried out by the Thermodynamics group of Escuela Técnica Superior de Ingeniería, together with CENER. First, the types of prefabricated solar systems that exist are defined, what the tests carried out on the equipment consist of, according to the Standard, and the characteristic parameters that will be analyzed later have been defined. Next, we analyze the experimental parameters and the influence of the technical characteristics on them. Secondly, a long-term, annual and monthly prediction has been made in four different reference cities, and the behavior of the systems has been studied. In the annual analysis, the energy produced, the yield and the solar radiation distinguished as behavioral indicators, first with an average of all the equipment in the different reference climates, and then their deviations with respect to their average values. The monthly study has consisted of differentiating according to some characteristics of the equipment and comparing their energy produced to obtain the one with better behavior.

Índice

RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
NOTACIÓN	XVI
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Energía solar térmica	1
1.1.1 Situación actual a nivel mundial	1
1.1.2 Situación actual en Europa	2
1.1.3 Situación actual en España	3
1.2 Producción de agua caliente sanitaria (ACS)	4
2 OBJETIVO DEL PROYECTO	5
3 SISTEMAS SOLARES DE CALENTAMIENTO	7
3.1.1 Clasificación de los sistemas solares de calentamiento	7
3.1.2 Componentes de un sistema solar prefabricado de agua caliente sanitaria	9
4 ASPECTOS GENERALES DE LA NORMA ISO 9459	11
4.1 Aspectos técnicos de la Norma ISO 9455-5	11
4.1.1 Procedimientos del ensayo	11
4.1.2 Parámetros característicos del sistema	14
4.1.3 Indicadores de rendimiento a largo plazo.	15
5 DESCRIPCIÓN DE LOS CLIMAS Y ENERGÍA DEMANDADA	16
5.1 Características de los climas elegidos	16
5.2 Demanda de calor	17

6	PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS	20
6.1.	Características técnicas del captador.	21
6.1.1	Tipos de captador.	21
6.2	Características del acumulador	22
6.2.1	Volumen	22
6.2.2	Tipos de aislamiento del acumulador	22
6.2.3	Tipos de perfil del acumulador	22
6.2.4	Intercambiador	23
7	PARÁMETROS EXPERIMENTALES	24
7.1	Área efectiva del circuito de captadores (A_c^*)	24
7.2	Coefficiente efectivo de pérdidas del circuito de captadores (u_c^*)	26
7.3	Coefficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s)	28
7.4	Capacidad calorífica del acumulador (C_s)	30
7.5	Constante de mezcla (D_L)	31
7.6	Parámetro de estratificación (S_c)	31
8	PREDICCIÓN A LARGO PLAZO	33
8.1	Comportamiento anual	33
8.1.1	Energía producida	33
8.1.2	Rendimiento	39
8.1.3	Factor solar	45
8.1.4	Conclusiones	51
8.2	Comportamiento mensual	52
8.2.1	Energía producida	52
8.2.2	Según el aislante del acumulador.	65
8.2.3	Según el tipo de perfil	70
8.2.4	Conclusiones	73
9	CONCLUSIONES	75
	REFERENCIAS	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Clasificación de equipos solares prefabricados según la Norma EN 12976.	6
Tabla 4-1. Instantes de inicio de las extracciones.	12
Tabla 4-2. Dimensiones del sistema.	12
Tabla 4-3. Dimensiones del sistema.	
Tabla 4-4. Temperaturas límite para los días de Test B.	
Tabla 4-4. Temperaturas límite para los días de Test B.	13
Tabla 6-1. Parámetros constructivos de los equipos ensayados.	20
Tabla 6-3. Características ópticas según el tipo de tratamiento.	21

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Capacidad global en operación de la energía solar térmica en los últimos 18 años.	1
Figura 1-2. Tipos de energía renovable en operación.	2
Figura 1-3. Porcentaje de capacidad instalada mundial de energía solar térmica.	2
Figura 1-4. Distribución de energía térmica instalada en España.	3
Figura 5-1. Radiación media diaria mensual.	16
Figura 5-2. Temperatura ambiente media.	17
Figura 5-3. Temperatura media de agua fría.	17
Figura 5-4. Balance energético de la Norma.	18
Figura 5-5. Demanda de calor.	19
Figura 6-1. Tipos de perfil de los sistemas prefabricados. Izquierda: Perfil alto. Derecha: Perfil bajo.	23
Figura 7-1. Área efectiva vs Área de apertura del captador.	25
Figura 7-2. Ejemplos de la influencia del circuito de transporte en el área efectiva	26
Figura 7-3. Coeficiente de pérdidas del circuito de captador respecto al espesor del fondo del captador.	27
Figura 7-4. Coeficiente efectivo de pérdidas vs espesor. Detallado.	28
Figura 7-5. Coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador vs volumen del acumulador.	29
Figura 7-6. Coeficiente de pérdidas del acumulador vs espesor del aislamiento del acumulador.	29
Figura 7-7. Coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador vs ratio volumen/espesor del aislamiento.	30
Figura 7-8. Capacidad calorífica del acumulador vs volumen del acumulador.	30
Figura 7-9. Constante de mezcla vs volumen del acumulador.	31
Figura 7-10. Parámetro de estratificación vs volumen del acumulador.	32
Figura 8-1. Energía producida media de los sistemas de 150l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.	34
Figura 8-2. Energía producida media de los sistemas de 300l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.	35
Figura 8-3. Energía producida por cada sistema de 150l en Atenas.	35
Figura 8-4. Energía producida por cada sistema de 150l en Davos.	36
Figura 8-5. Energía producida por cada sistema de 150l en Wurzburg.	36
Figura 8-6. Energía producida por cada sistema de 150l en Estocolmo.	37
Figura 8-7. Energía producida por cada sistema de 300l en Atenas.	37
Figura 8-8. Energía producida por cada sistema de 300l en Davos.	38
Figura 8-9. Energía producida por cada sistema de 300l en Wurzburg.	38

Figura 8-10. Energía producida por cada sistema de 300l en Estocolmo.	39
Figura 8-11. Rendimiento medio de los equipos de 150l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.	40
Figura 8-12. Rendimiento medio de los equipos de 300l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.	41
Figura 8-13. Rendimiento por cada sistema de 150l en Atenas.	42
Figura 8-14. Rendimiento por cada sistema de 150l en Davos.	42
Figura 8-15. Rendimiento por cada sistema de 150l en Wurzburg.	43
Figura 8-16. Rendimiento por cada sistema de 150l en Estocolmo.	43
Figura 8-17. Rendimiento por cada sistema de 300l en Atenas.	44
Figura 8-18. Rendimiento por cada sistema de 300l en Davos.	44
Figura 8-19. Rendimiento por cada sistema de 300l en Wurzburg.	45
Figura 8-20. Rendimiento por cada sistema de 300l en Estocolmo	45
Figura 8-21. Fracción solar media de los equipos de 150l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.	46
Figura 8-22. Fracción solar media de los equipos de 300l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.	47
Figura 8-23. Fracción solar de cada sistema de 150l en Atenas.	48
Figura 8-24. Fracción solar de cada sistema de 150l en Davos.	48
Figura 8-25. Fracción solar de cada sistema de 150l en Wurzburg.	49
Figura 8-26. Fracción solar de cada sistema de 150l en Estocolmo.	50
Figura 8-27. Fracción solar de cada sistema de 300l en Atenas.	51
Figura 8-28. Fracción solar de cada sistema de 300l en Davos.	5
Figura 8-29. Fracción solar de cada sistema de 300l en Wurzburg.	51
Figura 8-30. Fracción solar de cada sistema de 300l en Estocolmo.	52
Figura 8-31. Energía mensual producida por cada sistema en las cuatro localidades para caudales de descarga de 50l, 170l y 600l.	53
Figura 8-32. Comportamiento mensual de Atenas.	54
Figura 8-33. Comportamiento mensual de los equipos de 150l con Selectivo 1.3.	55
Figura 8-34. Comportamiento de los equipos 5 y 15 en las distintas localidades.	56
Figura 8-35. Comportamiento de los equipos 5 y 15 en Davos.	
Figura 8-36. Comportamiento de los equipos de 150l con Selectivo 1.2.	57
Figura 8-37. Comportamiento mensual de los equipos de 150l con pintura negra.	58
Figura 8-38. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con tratamiento selectivo 1.3.	59
Figura 8-39. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Atenas.	60
Figura 8-40. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Davos.	61
Figura 8-41. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Wurzburg.	62
Figura 8-42. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Estocolmo.	63
Figura 8-43. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con tratamiento selectivo 1.2.	64
Figura 8-44. Comportamiento mensual de los equipos de 150l con aislamiento Lana de Vidrio.	65
Figura 8-45. Comportamiento mensual de los equipos de 5 y 33.	66
Figura 8-46. Comportamiento mensual de los equipos 20 y 22.	67
Figura 8-47. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con Lana de vidrio.	68

Figura 8-48. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con lana de roca.	69
Figura 8-49. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con lana mineral.	70
Figura 8-50. Comportamiento mensual de los equipos de 150l según el tipo de perfil.	71
Figura 8-51. Comportamiento mensual de los equipos 3 y 24, según el tipo de perfil.	72
Figura 8-52. Comportamiento mensual de los equipos 19 y 10, según el tipo de perfil.	72
Figura 8-53. Producción de energía mensual de los sistemas de 150l en los cuatro climas de referencia.	73
Figura 8-54. Producción de energía mensual de los sistemas de 300l en los cuatro climas de referencia.	73

Notación

Símbolo	Definición	Unidad
A	Área de apertura del captador.	[m ²]
A _C *	Área efectiva del circuito de captadores.	[m ²]
C _S	Capacidad calorífica del acumulador.	[-]
D _L	Parámetro de mezcla debida a la extracción.	[-]
f _s	Fracción solar anual.	[-]
F _R *	Factor de renovación del calor en el circuito del captador.	[-]
H _{media}	Radiación media mensual en orientación sur.	[MJ/K]
Q _L	Calor producido por el sistema solar.	[MJ]
Q _D	Demanda de calor.	[MJ]
S _C	Parámetro de estratificación desarrollada por el circuito del captador.	[-]
T _w	Temperatura media mensual del agua de la red.	[°C]
T	Temperatura media mensual.	[°C]
u _C *	$u_C^* = u_C / (\alpha\tau)$	[W/m ² K]
u _C	Coefficiente de pérdida de calor en el circuito del captador.	[W/m ² K]
U _S	Coefficiente de pérdidas de calor del acumulador por unidad de diferencia de temperatura.	[W/K]
V _n	Volumen neto del acumulador.	[l]
V _b	Volumen bruto del acumulador.	[l]
V _C	Volumen de descarga.	[l]
α	Coefficiente de absortividad.	[-]
ε	Coefficiente de emisividad.	[-]
(ατ)	Factor óptico. Producto de la transmisividad por la absortividad efectivas del captador.	[-]
t ₀	Hora de inicio de la primera extracción del día.	[h;min;s]

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Energía solar térmica

La energía solar térmica es aquella capaz de transformar los rayos solares en calor para calentar un fluido que, por lo general, suele ser aire o agua. Una instalación solar térmica utilizará superficies de color oscuro para absorber la mayor cantidad de radiación solar posible.

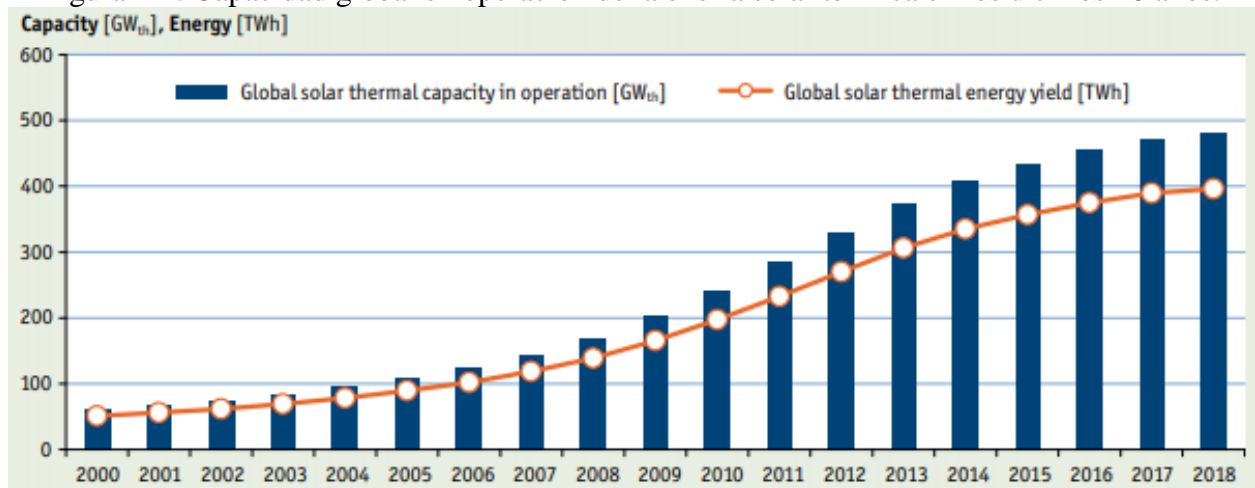
Los sistemas de captación están basados en la combinación de dos efectos: el efecto invernadero y el de cuerpo negro. El cristal funciona como la atmósfera de nuestro planeta, siendo fácil de atravesar por las ondas cortas de los rayos solares pero difícil para las radiaciones de onda larga. Los rayos solares quedan atrapados al incidir sobre la superficie del cristal provocando un aumento de temperatura, quedando el calor encerrado en el habitáculo. De esta manera, se aprovecha la mayor parte que llega al captador evitando fugas de energía. Este calor conseguido se utiliza para calentar el fluido de trabajo que se utilizará en aplicaciones como calefacción, producción de energía eléctrica o calentar ACS.

1.1.1 Situación actual a nivel mundial

El consumo energético mundial de energía solar térmica sigue siendo muy escaso, aunque existe una tendencia creciente gracias a la implicación de la sociedad en este tipo de soluciones, la necesidad de cambios de consumo, la reducción de los precios de los sistemas solares térmicos y la mejora tecnológica de los mismos.

Según los datos del Solar-Heat WorldWide de 2019, el incremento de la capacidad total instalada en los últimos tres años ha decelerado después de un periodo significativo de crecimiento entre 2005 y 2016. En la Figura 1-1 se muestra el incremento de la capacidad global de energía solar térmica los últimos 18 años.

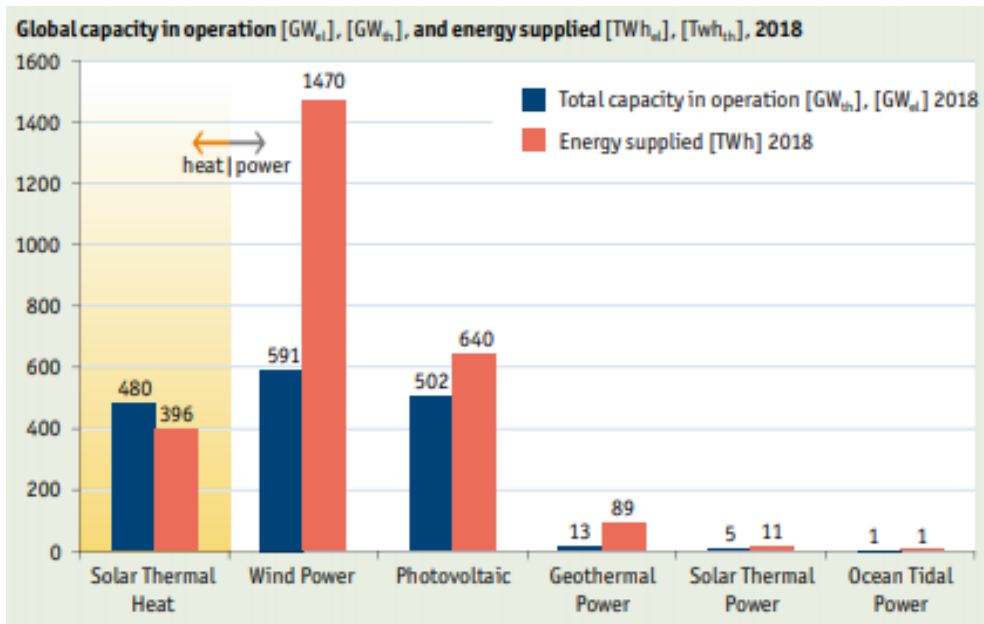
Figura 1-1. Capacidad global en operación de la energía solar térmica en los últimos 18 años.



La cantidad de energía solar térmica instalada en 2018 corresponden a una reducción de 42.6 millones de toneladas de petróleo y 137.5 millones de toneladas de CO₂. Esto muestra una significativa contribución de esta tecnología para afrontar la reducción global de emisiones de gas de efecto invernadero.

En comparación con otras fuentes de energía renovable, los sistemas de energía solar térmica en operación ocupan el tercer lugar, con 480GW_{th} instalados, o lo que es lo mismo 686.000.000 m²., por detrás de la energía fotovoltaica (502 GW_{el}) y la energía eólica, siendo esta última la que se encuentra a la cabeza con 590 GW_{el} (Figura 1-2).

Figura 1-2. Tipos de energía renovable en operación.



Esta figura está basada en los últimos datos de mercado de Australia, Austria, Brasil, China, Alemania, India, Israel, México, Sudáfrica, Turquía y Estados Unidos, los once países que representan el 88% de la capacidad en operación durante el año 2017.

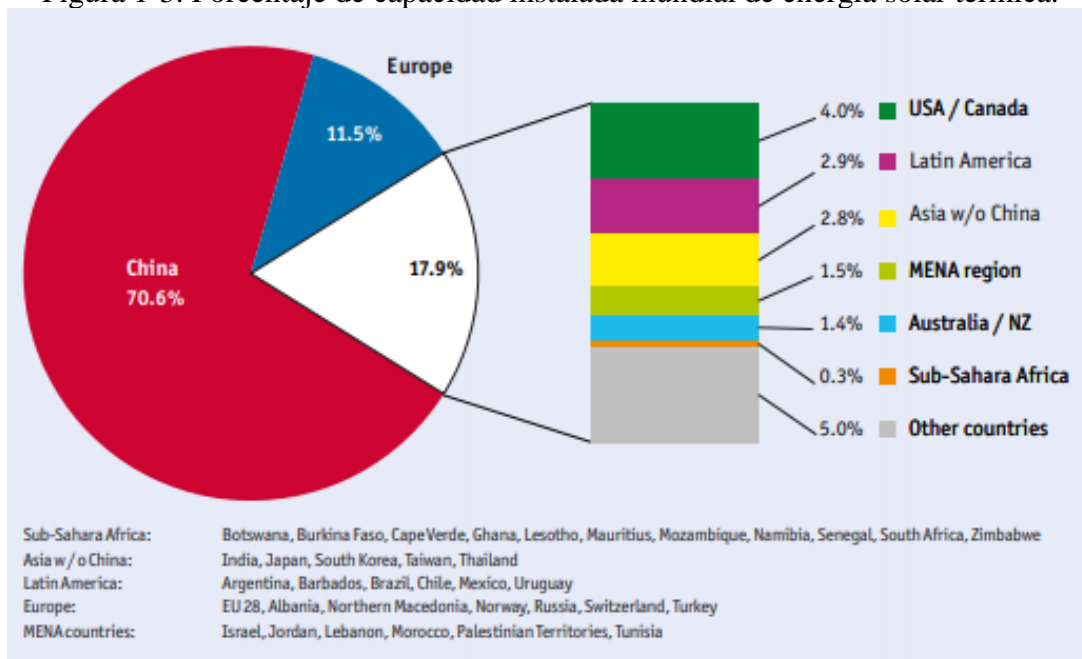
Los sistemas solares térmicos suministran un total de 396 TWh de calor, mientras que las turbinas eólicas aportan 1470 TWh y los sistemas fotovoltaicos 640 TWh de electricidad.

1.1.2 Situación actual en Europa

En las últimas décadas, las energías renovables han ido ganando popularidad en Europa, al igual que en el resto del mundo, gracias a las políticas de apoyo implantadas por los países y la necesidad de un nuevo modelo energético para combatir el cambio climático.

Por detrás de China, Europa es el segundo continente con mayor capacidad mundial instalada, siendo ésta poco más del 11% del total, como se muestra en la figura de abajo.

Figura 1-3. Porcentaje de capacidad instalada mundial de energía solar térmica.



La superficie instalada en la Unión Europea está encabezada por Alemania, con 19.647.980 m², el resto de países no superan los 10 millones de m² instalados. Por detrás de Alemania, destacan Austria con 5.172.185 m², Grecia, 4.618.000 m², Italia 4.574.529 m² y España 4.108.293 m² de superficies instaladas.

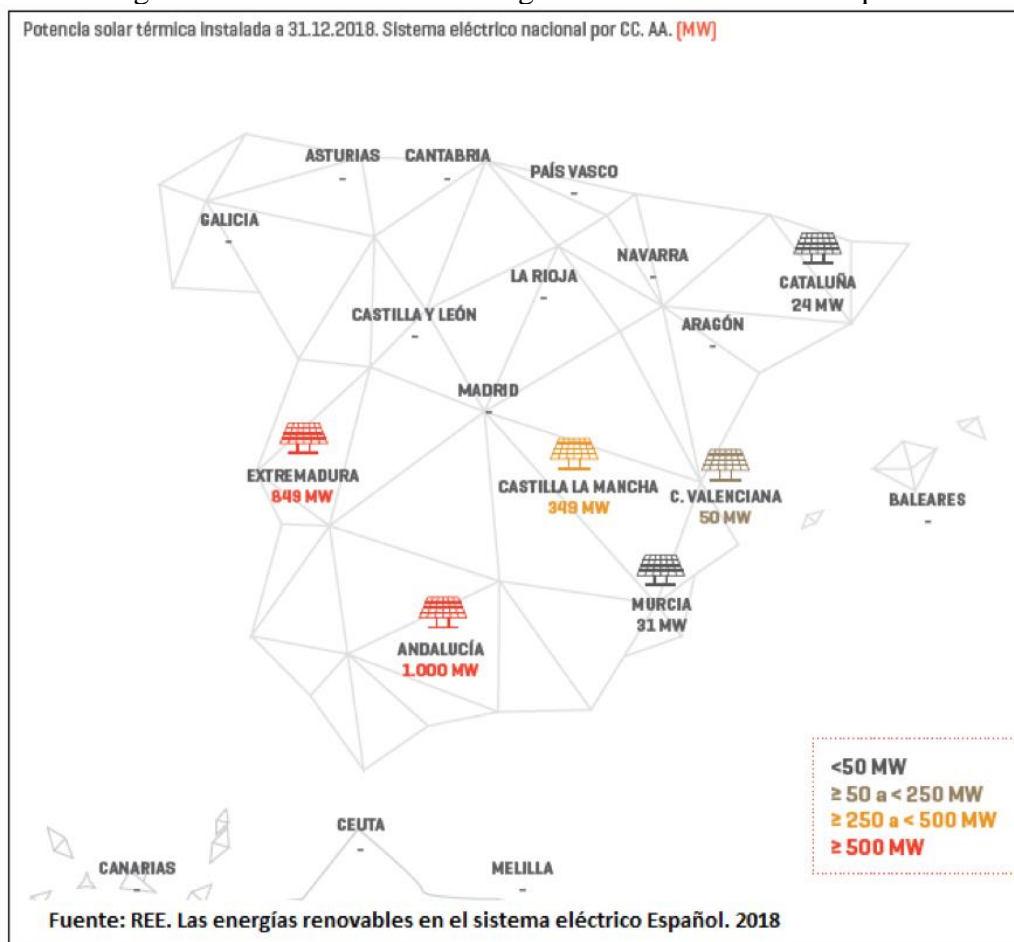
1.1.3 Situación actual en España

España es uno de los países europeos con más horas de sol al año. Por ello, sería normal que el gobierno apostase por energías renovables y obtener así una energía más barata. A finales del siglo pasado se impulsó la energía solar y las renovables en general, con un marco regulador que las favorecía. Sin embargo, cambios legislativos posteriores frenaron el desarrollo de este sector en cuanto a producción eléctrica, aunque la producción de energía térmica doméstica no se vio afectada. Actualmente, vuelve a incentivarse el uso de tecnologías alternativas a las tradicionales gracias a los desarrollos tecnológicos y la necesidad de un futuro más sostenible.

Para asegurar un uso racional de la energía en los edificios, fomentando la sostenibilidad, y conseguir que parte de la energía consumida procediese de fuentes renovables, España incluyó en el Código Técnico de la Edificación (CTE) la exigencia que una parte de las necesidades energéticas derivadas de la demanda doméstica se cubran mediante la incorporación en los edificios de una contribución solar mínima. Desde 2007, el CTE DB HE-4 exige que debe existir un uso mínimo de energía térmica para agua caliente sanitaria en edificios de nueva construcción o edificios existentes en los que se reforme íntegramente el edificio en sí o la instalación térmica y en climatizaciones de piscinas cubiertas nuevas o existentes en las que se renueve la instalación térmica

En la Figura 1-4, puede verse la distribución de la energía térmica instalada en el panorama español. Sólo seis comunidades autónomas tienen estas instalaciones, siendo Andalucía la que más potencia instalada tiene, seguida de Extremadura, sumando entre ambas el 80% de la potencia total instalada de esta tecnología.

Figura 1-4. Distribución de energía térmica instalada en España.



1.2 Producción de agua caliente sanitaria (ACS)

El uso en el sector residencial de las energías renovables es cada vez mayor, en particular, la energía solar para la producción de ACS. Clásicamente, esta necesidad se satisfacía a partir de dos tecnologías, principalmente, las calderas de gas (butano, propano o gas natural) o gasóleo y los calentadores eléctricos. Sin embargo, el consumo de combustibles fósiles como energía primaria que estas dos vías de producción requieren perjudican al futuro sostenible e independiente de recursos energéticos agotables al que se aspira. La energía solar térmica es una buena alternativa, estando ampliamente distribuida e implementada actualmente, consigue reducir el consumo de energía primaria en la producción de ACS, e incluso puede integrarse en un equipo de calefacción o de refrigeración.

El mercado ofrece instalaciones solares básicas, económicas y con un manejo simple para el usuario. Las empresas de fabricación deben garantizar la seguridad, fiabilidad, durabilidad y eficiencia de las instalaciones. Para ello, existen unos indicadores de rendimiento anuales del equipo, los cuales se analizan en una serie de Normas de ámbito europeo, que además, permite a los fabricantes a establecer criterios de diseño y construcción y a los usuarios a conocer información sobre las características técnicas de los equipos.

El grupo de Termodinámica de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros tiene un banco de ensayo acreditado para la realización de ensayos a sistemas solares prefabricados de acuerdo a la Norma EN 12976. Esta norma europea presentan dos métodos de ensayo para la caracterización de los indicadores de rendimiento anuales de los sistemas solares: la Norma ISO 9459-2 o método CSTG (“Collector and System Testing Group”) y la Norma ISO 9459-5 o método DST (“Dynamic System Testing”).

2 OBJETIVO DEL PROYECTO

En este proyecto, se han analizado los 37 sistemas solares térmicos de circulación por termosifón con el fin de conocer la influencia de los parámetros constructivos en los parámetros característicos que define la Norma ISO 9459-5, además de estudiar su comportamiento a largo plazo, tanto anual como mensualmente en las cuatro ciudades de referencia: Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo. Estos ensayos se han llevado a cabo en el banco de ensayos del grupo de Termodinámica de la Escuela Superior de Ingenieros, junto con el CENER. Las cuatro localidades presentan diferencias notables en su clima y, por tanto, en su demanda de calor, por lo que la predicción a largo plazo consigue relacionar las características técnicas de los sistemas con su rendimiento para conocer aquel con mejor comportamiento.

3 SISTEMAS SOLARES DE CALENTAMIENTO

En este apartado se presenta un resumen de los tipos de instalaciones solares térmicas de baja, media y alta temperatura. Posteriormente, centrándose en el ámbito de estudio de este proyecto, se describen los tipos de sistemas solares de calentamiento de agua sanitaria y definen todos los componentes que los constituyen.

3.1. Sistemas solares térmicos

Existen diferentes instalaciones solares para producir energía térmica en función de la temperatura de uso que se quiera alcanzar, la configuración o la tecnología utilizada para convertir la radiación solar en energía térmica asociada a un fluido. Distinguiendo según la temperatura de uso, tenemos:

- **Sistemas de baja temperatura:** para aplicaciones que no requieran temperaturas del agua superiores a los 95°C. Como ejemplos de utilización tenemos:
 - o Sistemas de agua caliente sanitaria (ACS) y apoyo a la calefacción de baja temperatura.
 - o Calor de proceso para la industria.
 - o Calefacción de espacios y piscinas.
 - o Climatización.
- **Sistemas de media temperatura:** destinado a procesos cuya temperatura de trabajo está comprendida entre los 80°C y los 250°C. Algunos ejemplos de aplicación son la refrigeración por máquinas de absorción, los procesos industriales o la desalinización de agua de mar.
- **Sistemas de alta temperatura:** dedicados a aplicaciones que exijan temperaturas del agua superiores a los 250°C, como la producción de electricidad a gran escala o cubrir las demandas de energía térmica en procesos industriales donde se precisan altos niveles térmicos, como el minero. Los equipos que se emplean en estas aplicaciones son los captadores cilindro parabólicos, captadores fresnes, disco parabólicos y receptor central o de torre.

3.1.1 Clasificación de los sistemas solares de calentamiento

Según la norma EN 12976, se distinguen dos categorías de sistemas solares de calentamiento: sistemas solares de calentamiento prefabricado y los sistemas solares de calentamiento a medida. El sistema prefabricado es un tipo particular de instalación solar térmica para el aprovechamiento de la energía solar con el fin de producir agua caliente sanitaria, son fabricados mediante un proceso estandarizado, vendiéndose como una unidad, con configuraciones fijas y listos para instalar. Se definen como lotes de productos con una marca registrada, encontrándose en el mercado bajo un nombre comercial único.

- Sistema con captador y depósito integrado. Instalación solar térmica donde el captador solar funciona también como acumulador de calor.
- Sistema de circulación por termosifón. Basado en los cambios de densidad del fluido portador para conseguir la circulación entre el captador y el acumulador o el intercambiador de calor.
- Sistema de circulación forzada. Instalación que emplea una bomba o un ventilador con el fin de hacer circular el fluido portador a través del captador.

Los sistemas solares de calentamiento a medida son considerados como un conjunto de componentes dado que son sistemas construidos de forma única o eligiendo los componentes. Pueden ser:

- Sistemas de circulación forzada para agua caliente y/o calefacción, construidos usando componentes y configuraciones descritos en un archivo de documentación. Suelen ser principalmente sistemas pequeños.
- Sistemas únicos en diseño y montaje para agua caliente y/o calefacción. Principalmente, sistemas grandes.

De acuerdo a la misma norma, los sistemas solares de agua caliente sanitaria se clasifican según siete atributos, cada uno con diferentes categorías. La clasificación de sistemas solares de agua caliente sanitaria se indica en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. Clasificación de equipos solares prefabricados según la Norma EN 12976.

Atributo	Categoría		
	a	b	c
1	Sólo solar	Pre calentamiento solar	Solar con auxiliar
2	Con circuito directo	Con circuito directo	--
3	Con circuito abierto	Con circuito ventilado	Con circuito cerrado
4	Con captador lleno	Con drenaje interior	Con drenaje exterior
5	Por termosión	Con circulación forzada	--
6	Circulante	Conectado en serie	--
7	Con almacenamiento separado	Instalación solar compacta	Con captador y depósito integrado

Grupo 1:

- a) Sistema sólo solar: sistema diseñado para proporcionar agua caliente sanitaria por energía solar sin el uso de energía distinta de las exigidas para el transporte de fluidos y el control.
- b) Sistema de pre calentamiento solar: equipo que no incorpora ningún sistema de calentamiento complementario y que está instalado para pre calentar el agua fría antes de su entrada en cualquier otro tipo de calentador de agua del hogar.
- c) Sistema solar con auxiliar: sistema solar que utiliza tanto fuentes de energía solar como auxiliar de forma integrada y es capaz de proporcionar un determinado servicio de agua caliente independientemente de la disponibilidad de energía solar.

Grupo 2:

- a) Instalación con circuito directo: sistema en el que el agua que se calienta en el captador es utilizada para consumo.
- b) Instalación con circuito indirecto: sistema que tiene un fluido que se calienta en el captador el cual intercambia calor con otro que es que va a consumo (cuenta con un intercambiador de calor).

Grupo 3:

- a) Instalación con circuito abierto: sistema en el que el fluido de transferencia de calor está en contacto con la atmósfera.
- b) Instalación con circuito ventilado: sistema en el que el contacto entre el fluido de transferencia de calor y el ambiente está restringido ya sea por una superficie libre de alimentación y vaso de expansión o sólo una tubería de ventilación abierta.

- c) Instalación con circuito cerrado (sellados o sin ventilación): sistema en el que el fluido de transferencia de calor está completamente sellado de la atmósfera.

Grupo 4:

- a) Instalación con captador lleno: sistema en el que el captador se mantiene lleno con el fluido de transferencia de calor.
- b) Instalación con drenaje interior: sistema en el que, como parte del ciclo normal de trabajo, el fluido de transferencia de calor es drenado desde el captador a un acumulador para su posterior reutilización.
- c) Instalación con drenaje exterior: sistema el cual el fluido de transferencia de calor puede ser drenado desde el captador y salir como residuo.

Grupo 5:

- a) Instalación por termosifón: sistema que utiliza sólo cambios en la densidad del fluido de transferencia de calor para lograr la circulación entre captador y acumulador.
- b) Instalación con circulación forzada: sistema el cual el fluido de transferencia de calor se ve obligado a circular a través del captador, ya sea por medios mecánicos o por presión generada de forma externa.

Grupo 6:

- a) Circulante: sistema el cual circula un fluido de transferencia de calor entre el captador y el acumulador o un intercambiador de calor durante los periodos de operación.
- b) Conectado en serie: sistema el cual el agua para a ser calentada directamente desde un punto de suministro del captador al acumulador o un punto de uso.

Grupo 7:

- a) Instalación con almacenamiento separado: sistema el cual el acumulador está separado del captador y se encuentra a cierta distancia de él.
- b) Instalación solar compacta: sistema el cual el acumulador colinda con el captador y está montado en un soporte de apoyo común.
- c) Instalación con captador y depósito integrado: sistema en el que las funciones de captación y almacenamiento de la energía solar son ejecutadas en el mismo dispositivo.

Los equipos utilizados para este estudio se pueden clasificar como sistemas de sólo solares, con circuito indirecto y cerrado; de captador lleno, circulante; de circulación por termosifón.

3.1.2 Componentes de un sistema solar prefabricado de agua caliente sanitaria

Los elementos que constituyen un sistema solar prefabricado son:

- Sistema de captación.
- Sistema de acumulación.
- Sistema de intercambio.
- Circuito de transporte o de circulación.
- Sistemas de apoyo o auxiliar.
- Sistemas de control.
- Fluido de trabajo.

3.1.2.1 Sistema de captación

El captador solar térmico, característico de las instalaciones solares, es un dispositivo con la finalidad de transferir al fluido térmico que circula por su interior la mayor cantidad de radiación

solar. Éste debe ser resistente a las condiciones exteriores, a temperaturas altas y bajas, fácil de montar, duradero, estable y eficiente.

Hay muchos sistemas de captación, pero en este proyecto nos centraremos en los captadores solares planos (flat-plate collector), cuyas temperaturas de trabajo suelen estar entre 30-100°C.

3.1.2.2 Sistema de acumulación

El sistema de acumulación se trata de depósitos de acumulación para almacenar en agua caliente la energía térmica conseguida en los captadores solares, de manera que el consumo de calor es independiente a la producción, adecuando la disponibilidad a la demanda.

Al acumulador se le exige:

- Alto poder específico del medio de acumulación.
- Pérdidas térmicas bajas.
- Buena estratificación de temperaturas.
- Larga vida útil y bajo coste.
- Buenas propiedades higiénicas.
- Resistencia a la presión.

Los sistemas de acumulación pueden clasificarse según su aplicación en acumuladores de inercia, de agua caliente sanitaria o combinados (inercia y ACS) o dependiendo si llevan o no sistema de intercambio en su interior en directos e indirectos.

3.1.2.3 Sistema de intercambio

El intercambiador de calor es el encargado de transferir calor entre fluidos a distintas temperaturas. Gracias a este elemento, la transferencia de calor se realiza sin que exista mezcla de fluidos. Estos sistemas pueden estar incorporados en el acumulador en forma de serpentín o doble envolvente, o no, empleando un intercambiador de placas en esos casos.

3.1.2.4 Circuito de circulación: circuito hidráulico

En una instalación solar, el circuito hidráulico está constituido por el conjunto de tuberías, bombas, vasos de expansión, purgadores y valvulerías necesarios para conectar la instalación solar entre sí. El circuito primario de captación es el encargado de transportar el fluido de trabajo desde los captadores solares hasta el acumulador.

3.1.2.5 Sistema de apoyo o auxiliar

Los sistemas de apoyo sirven para asegurar el abastecimiento de agua caliente sanitaria aportando la energía necesaria para cubrir la demanda cuando el aporte solar no es suficiente. Pueden encontrarse en el interior o exterior del acumulador solar. En las instalaciones con el sistema auxiliar en el interior del acumulador se suelen utilizar resistencias, mientras que los situados en el exterior emplean sistemas instantáneos o con acumulación, que pueden calentar el agua del interior del acumulador solar mediante intercambio o utilizarse como sistema de apoyo del agua de consumo del sistema solar prefabricado.

3.1.2.6 Sistema de control

Los elementos que forman el sistema de control son:

- Sensores para detectar la temperatura del fluido.
- Centralita. Basándose en un control diferencial para maximizar la cantidad de energía aportada y así optimizar el funcionamiento de la instalación, el control reacciona a la información del sensor activando o desactivando cualquier dispositivo que haga funcionar una bomba, resistencia eléctrica, válvula, etc.

- Actuadores. Pueden accionar bombas, resistencias eléctricas y válvulas o servir de intermediarios entre el regulador electrónico y los dispositivos que éste controla. Los más utilizados son los relés y los contadores.

3.1.2.7 Fluido de trabajo

El fluido de trabajo del circuito de captadores debe poseer un calor específico elevado, temperatura de ebullición alta y baja de congelación, viscosidad baja, coeficiente de expansión bajo, entre otros requisitos. Suele ser una mezcla de agua con propilenglicol para evitar heladas, aunque también se utilizan otros fluidos como etilenglicol, agua, etc.

La mezcla de agua-anticongelante se suele hacer con propilenglicol para disminuir la temperatura de congelación y aumentar la de ebullición. La mezcla funciona mejor con etilenglicol, pero no suele emplearse debido a su toxicidad.

Estas mezclas comparadas con el agua como fluido de trabajo tienen una menor capacidad térmica a presión constante, son más corrosivas, lo que obliga al uso de aditivos y tienen una mayor viscosidad produciendo mayores pérdidas. Además, las mezclas de glicol y agua se degradan a altas temperaturas, por lo que se requiere de una evaluación cada cierto periodo. Los inconvenientes que presenta el agua como fluido de trabajo son su baja temperatura de ebullición y alta temperatura de congelación, la necesidad del uso de aditivos en caso de que su pH neutro sea entre 5-9 a 20°C para que no se vuelva corrosiva, la presencia de sales debido a las posibles deposiciones y que el contenido de dióxido de carbono libre tiene que ser inferior a 50mg/l.

4 ASPECTOS GENERALES DE LA NORMA ISO 9459

El objetivo de la Norma ISO 9459 es facilitar la comparación de sistemas solares de calentamiento de agua sanitaria (ACS), debido a que aún no existe un modelo generalizado para determinar el rendimiento aplicable a todos los sistemas y alcanzar un consenso internacional sobre el método y condiciones de ensayo. La Norma ISO 9459 ha sido desarrollada de manera que cada parte es un método de ensayo, pudiendo ser aplicada cada parte de forma independiente. Está compuesta por cinco partes, siendo la Norma ISO 9459-5 objeto de estudio en este proyecto.

4.1 Aspectos técnicos de la Norma ISO 9459-5

La Norma ISO 9459-5 es aplicable a todo tipo de sistemas, es decir, sólo solares, de precalentamiento y sistemas con apoyo auxiliar. Esta Norma presenta un procedimiento de ensayo denominado DTS (Dynamic System Testing), que se trata de un ensayo dinámico de sistemas completos a partir del cual se determinan unos parámetros característicos del sistema y a partir de éstos el rendimiento anual del sistema ensayado. El software que utiliza es el “Dynamic System testing Program”, que no puede ser modificado, prediciendo el comportamiento anual de un sistema a partir de los datos horarios de radiación, temperatura ambiente y temperatura del agua fría. Dicho software identifica los parámetros característicos del sistema solar y la estima el rendimiento a largo plazo del sistema a partir de dichos parámetros. El rendimiento del sistema se obtiene mediante ensayos considerando al equipo como una caja negra, sin necesidad de conocer las medidas de los componentes ni de su interior. Los sistemas en los que se puede aplicar esta parte de la norma deben ser circulación forzada, termosifón o con acumulador integrado en el captador (ICS), siempre que cumplan los requisitos de instalación, instrumentación y sensores mencionados en los capítulos 5 y 6 de la norma, las condiciones de los ensayos, además de los siguientes:

- Área de apertura entre 1 y 10 m².
- Capacidad del acumulador entre 50 y 1000 litros.
- El cociente volumen del acumulador partido área de apertura del captador debe estar entre 10 y 200 l/m².

4.1.1 Procedimientos del ensayo

Este ensayo consiste en diferentes secuencias de ensayos para conocer el comportamiento del sistema. Al comienzo y al final de cada secuencia de ensayo se realiza lo que se llama un acondicionamiento, que consiste en hacer que la temperatura del acumulador sea uniforme mediante una secuencia de extracción de 10 ± 1 l/min. El acondicionamiento al final de la secuencia puede tomarse como el inicial de la siguiente. Si el sistema no está diseñado para producir 10 l/min, se utilizará el valor máximo, especificándolo en el informe del ensayo. El acondicionamiento se realiza por la noche o cubriendo la superficie del captador y la cúpula del piranómetro.

Al comienzo de cada secuencia, al menos tres volúmenes de acumulador deben ser extraídos. Al final de cada secuencia también se recomienda tres volúmenes, o hasta que la diferencia entre la temperatura de salida del acumulador y la de red sea menor de 1K.

El ensayo consta, por lo general, de tres secuencias que se explican a continuación:

4.1.1.1 Secuencia S-Sol

La finalidad de esta secuencia es obtener el rendimiento del campo de captadores a alta y baja eficiencia. El procedimiento abarca un número consecutivo de días de medida y se realiza con dos condiciones específicas diarias de operación, los llamados Test A y Test B. Estos ensayos tienen en cuenta el volumen del acumulador y el área de campo de los captadores y/o la temperatura de extracción.

Test A

El objetivo de este test es adquirir información sobre el campo de captadores a alta eficiencia. Las extracciones especificadas están diseñadas para mantener fría la entrada del colector. Si existe calentador auxiliar, éste debe inhabilitarse los días que se esté realizando este test. En la siguiente tabla se muestran los instantes específicos de extracción, siendo t_0 el referente a la primera descarga del día, que debe estar entre las 6.30 y 8.00 hora solar.

Tabla 4-1. Instantes de inicio de las extracciones.

Nº de extracción	Instante de inicio de la extracción
1	t_0
2	$t_0 + 2 \pm 5 \text{ min}$
3	$t_0 + 4 \pm 5 \text{ min}$
4	$t_0 + 5 \pm 5 \text{ min}$
5	$t_0 + 6 \pm 5 \text{ min}$
6	$t_0 + 8 \pm 5 \text{ min}$
7	$t_0 + 11 \pm 5 \text{ min}$

El caudal de descarga debe estar entre $10 \pm 1.0 \text{ l/min}$, aunque se recomienda que sea de $2 \pm 0.5 \text{ l/min}$ durante el primer minuto de cada extracción para reducir los errores debido a la inercia térmica de los sensores.

Según las dimensiones del sistema se tendrá un volumen de extracción, expuestos en la Tabla 4-2, aunque nunca debe ser menor de 20 litros.

Tabla 4-2. Dimensiones del sistema.

Dimensiones del sistema	Volumen de extracción
$100 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	$0,2 V_s \pm 10\%$
$60 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	$0,25 V_s \pm 10\%$
$40 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	$0,33 V_s \pm 10\%$
$20 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	$0,5 V_s \pm 10\%$

Para que sea válido el Test A, la irradiación en el colector debe ser mayor de 20 MJ/m^2 .

Test B

El objetivo de este test es obtener información sobre las pérdidas térmicas y el campo de captadores trabajando en condiciones de baja eficiencia. Las extracciones específicas para los días de Test B están diseñadas para permitir al sistema calentarse lo máximo posible durante el mayor tiempo posible, pero evitando el sobrecalentamiento del depósito.

En caso de que el sistema cuente con un calentador auxiliar éste debe estar habilitado al menos una hora después de la última extracción de cada día del test e inhabilitado al menos una hora antes del comienzo de la primera extracción cada día.

El perfil de extracción consiste en cinco extracciones empezando en los instantes especificados en la tabla de abajo, siendo t_0 el intervalo inicial de extracción del día, que debe ser entre las 8.30 y 10.00 hora solar.

Tabla 4-3. Dimensiones del sistema.

Nº de extracciones	Intervalo de inicio de la extracción
1	t_0

2	$t_o + 2h \pm 5 \text{ min}$
3	$t_o + 4h \pm 5 \text{ min}$
4	$t_o + 6h \pm 5 \text{ min}$
5	$t_o + 8h \pm 5 \text{ min}$

El caudal de descarga debe ser de 2 ± 0.5 l/min durante al menos el primer minuto de cada descarga, incrementándose después a 10 ± 1 l/min.

El volumen de extracción depende de las dimensiones del sistema y de la temperatura de extracción. El sistema se protege de la ebullición o de la activación de protección por sobrecalentamiento mediante extracciones. Cada extracción finalizará cuando se haya extraído al menos 5 litros o el 20% de V_s (del rango $20 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A_c \leq 40 \text{ l/m}^2$ de V_s) haya sido extraído o la temperatura de salida haya caído por debajo de la temperatura límite.

La temperatura límite se elige según la Tabla 4-4:

Tabla 4-4. Temperaturas límite para los días de Test B.

Dimensiones del sistema	Temperatura
$100 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	70 °C
$60 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	60 °C
$40 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	50 °C
$20 \text{ l/m}^2 \leq V_s/A \leq 200 \text{ l/m}^2$	40 °C

Si el mecanismo de protección de sobrecalentamiento se activa durante el test debido a altas temperaturas los días del Test B, deberá repetirse la secuencia con la menor temperatura límite. Para que sea válido el Test B, la irradiación en el colector debe ser mayor que 12 MJ/m^2 durante este día. Si la temperatura del agua extraída es siempre menor que la temperatura límite, la secuencia deberá extenderse hasta dos días consecutivos con 15 MJ/m^2 o superior.

4.1.1.2 Secuencia S-Store

Su objetivo es identificar las pérdidas totales en el acumular. Esta secuencia está formada por cuatro fases:

- Acondicionamiento según se ha explicado con anterioridad al inicio de este apartado.
- Calentamiento del depósito: requiere dos días consecutivos válidos de Test B, sin auxiliar.
- Periodo de enfriamiento: ocupa de 36 a 48 horas empezando desde el último día de extracción del periodo de calentamiento. Durante el periodo de enfriamiento no habrá extracciones y habrá baja irradiancia. Si se espera que la irradiación solar sea más alta de 200 W/m^2 , la entrada de energía solar al depósito se evitará mediante alguna de estas medidas:
 - o Colocando un escudo radiactivo de una temperatura máxima de 5K por encima de la temperatura ambiente situado enfrente de los captadores. El piranómetro también se tendrá que ser cubierto, o bien, su salida fijada a cero.
 - o Para sistemas donde el almacenamiento puede tener pérdidas por radiación hacia el cielo, se recomienda colocar un escudo a cierta distancia por encima de la apertura del captador para protegerlo de la radiación directa mientras se deja el captador desprotegido de los efectos de la mayor parte de la radiación de onda larga.

- Para sistemas de circulación forzada, la circulación en el circuito del captador debe ser detenida. La medida de salida del piranómetro y el sensor de temperatura ambiente del colector fijado a cero. Este método sólo debe ser aplicado si se garantiza que no existe efecto termosifónico desde el acumulador que provoque pérdidas de calor en el circuito del captador cuando la bomba está apagada. No se instalará ninguna válvula en el circuito del captador con este propósito.

Si existe la posibilidad de controlar la temperatura del aire en las inmediaciones del depósito, la temperatura más baja posible será la elegida durante toda esta secuencia.

4.1.1.3 Secuencia S-Aux

El objetivo de este ensayo es caracterizar la fracción de volumen de la parte calentada por el calentador auxiliar. Se evalúa la operación de sistemas con un sistema de calentador auxiliar por debajo de una baja irradiación solar. Después de acondicionar como se detalló anteriormente, se requieren cuatro días de Test B. La irradiación solar debe estar por debajo de 200W/m^2 o artificialmente mantenerse por debajo de lo descrito en la secuencia S-store. El calentador auxiliar debe estar disponible desde $t_0 \pm 9\text{h}$ a $t_0 \pm 23\text{h}$ y deshabilitado el resto del tiempo. Si el mantenimiento específico del auxiliar no le permite estar apagado durante el día entero, el sistema deberá operar como se especifica.

4.1.2 Parámetros característicos del sistema

A continuación, se describen los parámetros característicos que analizaremos más adelante, y gracias a los cuales se ha podido obtener la predicción del comportamiento del sistema a largo plazo.

Símbolo	Unidades	Significado físico
A_C^*	$[\text{m}^2]$	“Effective collector loop area”. $A_C^* = F_R(\alpha\tau)A_C$. Área efectiva del circuito del captador. Representa el área útil o efectiva equivalente del circuito de captadores. F_R se define como “heat removal factor of the collector loop”. Se puede considerar que $F_R(\alpha\tau)$ representa la eficiencia óptica de todo el circuito de captadores. A_C es el área de apertura del captador.
U_S	$[\text{W/K}]$	“Heat-loss rate of the store per unit temperature difference”. Coeficiente de pérdidas de calor del acumulador por unidad de diferencia de temperatura.
U_C^*	$[\text{W/m}^2\text{K}]$	“Heat-loss coefficient of the collector loop”. Coeficiente de pérdidas de calor del circuito del captador. $U_C^* = u_c/(\alpha\tau)$.
C_S	$[\text{MJ/K}]$	“Heat capacity of the store”. Capacidad calorífica del acumulador. Se interpreta como su inercia térmica.
S_C	$[-]$	“Collector loop stratification parameter.” Parámetro de estratificación en el acumulador.
D_L	$[-]$	“Draw-off mixing parameter”. Parámetro de mezcla debido a la extracción. Describe los efectos de mezcla durante la entrada de agua fría. Si $D_L=0$ significa que no hay mezcla.

4.1.3 Indicadores de rendimiento a largo plazo.

Según la Norma UNE-EN 12976-2, para sistemas solo solares o sistemas de precalentamiento, es decir, sistemas que no incluyen apoyo auxiliar, los indicadores que se deben obtener a través del ensayo de rendimiento son:

- **Calor producido por el sistema solar de calentamiento Q_L .** Se mida a la salida del sistema solar.
- **Fracción solar: f_s .** Relación entre la energía suministrada por la parte solar de la instalación y la energía total suministrada por dicha instalación (energía demandada, Q_D). $f_s = \frac{Q_L}{Q_D} \%$
- **Energía parásita, Q_{par} ,** si existe. Se refiere a la energía eléctrica anual consumida por las bombas y sistema de control.

Dado que todos los sistemas ensayados para este proyecto son de termosifón, no existen componentes eléctricos, por lo que no existe energía parásita.

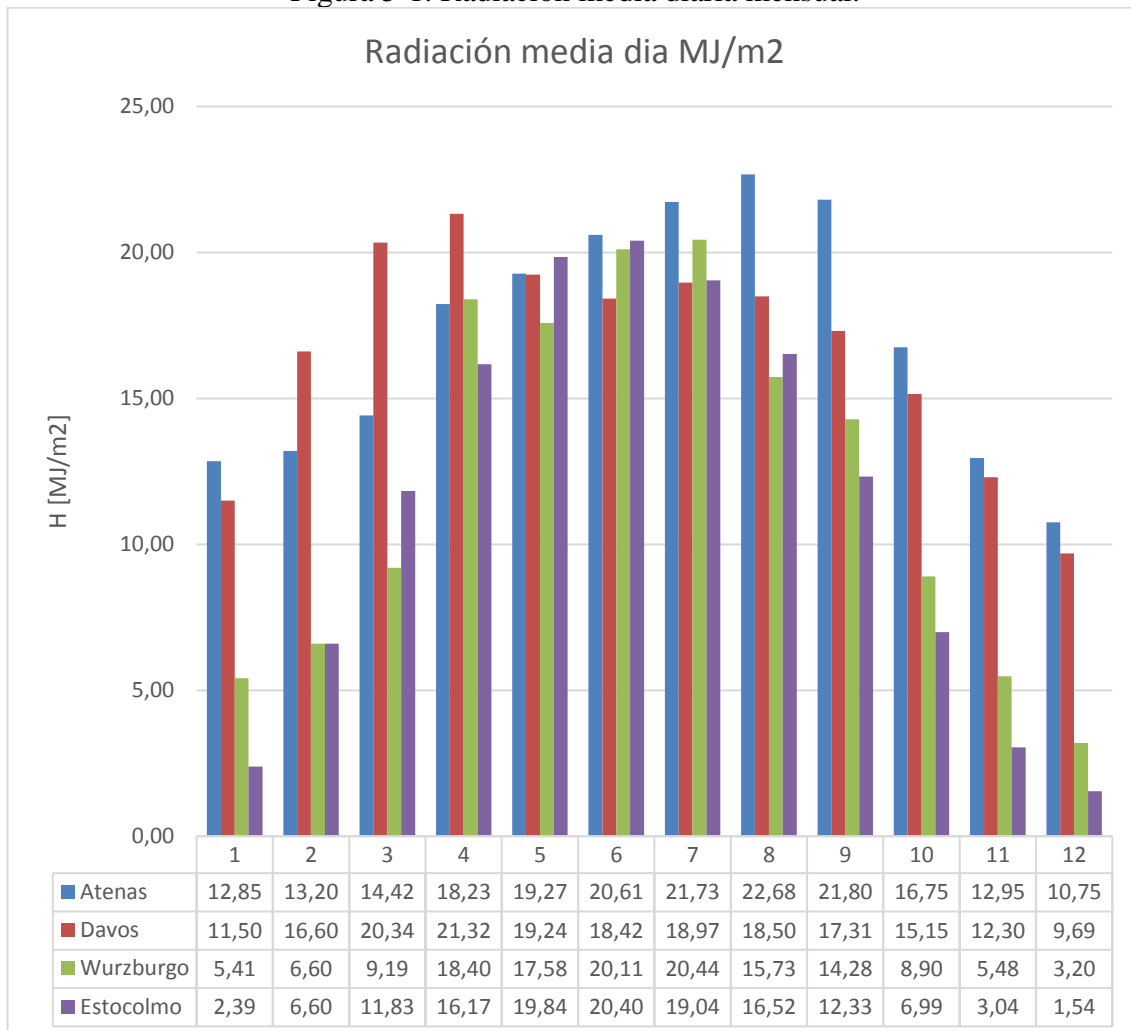
5 DESCRIPCIÓN DE LOS CLIMAS Y ENERGÍA DEMANDADA

5.1 Características de los climas elegidos

Para predecir el comportamiento de los equipos según el método descrito en el apartado anterior se necesitan datos meteorológicos de cualquier localidad. La Norma EN 12976-2 que recoge los métodos de ensayo a sistemas solares prefabricados propone cuatro localidades para los cálculos relacionados con el rendimiento: Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo.

Por tanto, una vez ensayados los equipos y obtenido los parámetros característicos se puede calcular la predicción a largo plazo (f_{sol}) para cada localidad de referencia a partir de los datos de radiación, temperatura ambiente y temperatura de agua fría. En las siguientes figuras (Figura 5-1, Figura 5-2 y Figura 5-3) se han representado los datos climáticos mensualmente. La temperatura de agua fría se ha obtenido a partir del cálculo establecido en la Norma EN 12976-2.

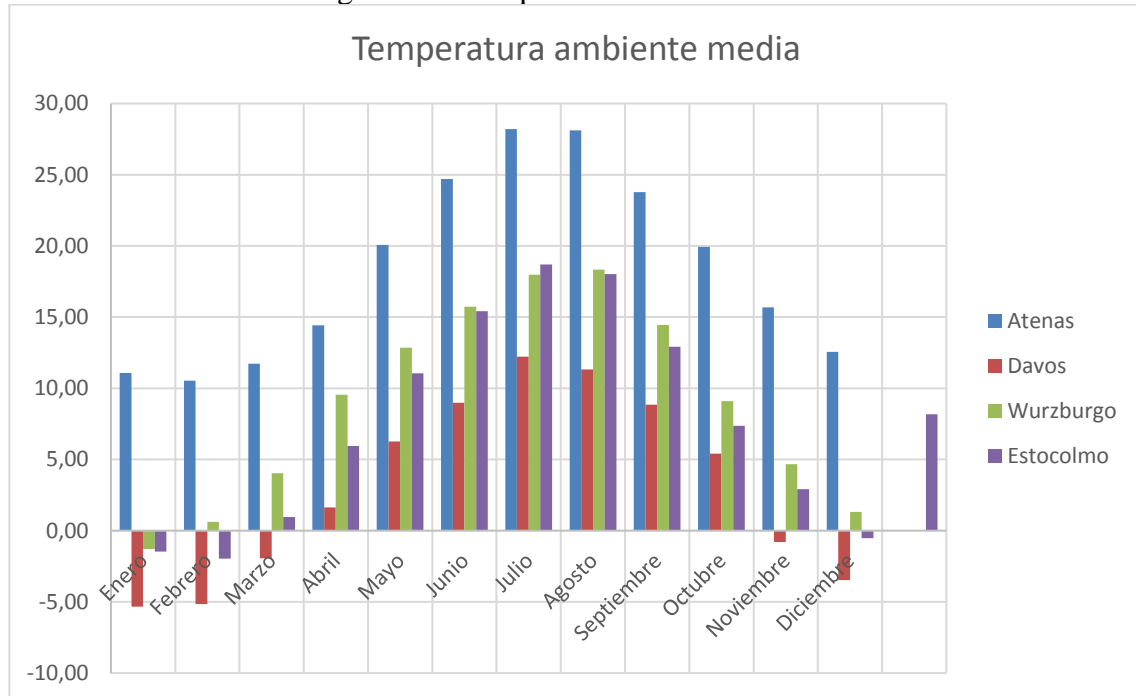
Figura 5-1. Radiación media diaria mensual.



Debido a su situación geográfica, Atenas es la ciudad que presenta una mayor radiación media diaria mensual, seguida de Davos, cuya radiación es un 3% menor, en Wurzburg un 29% menor que la de Atenas y en Estocolmo un 33% que la de Atenas para la inclinación y orientación de los captadores.

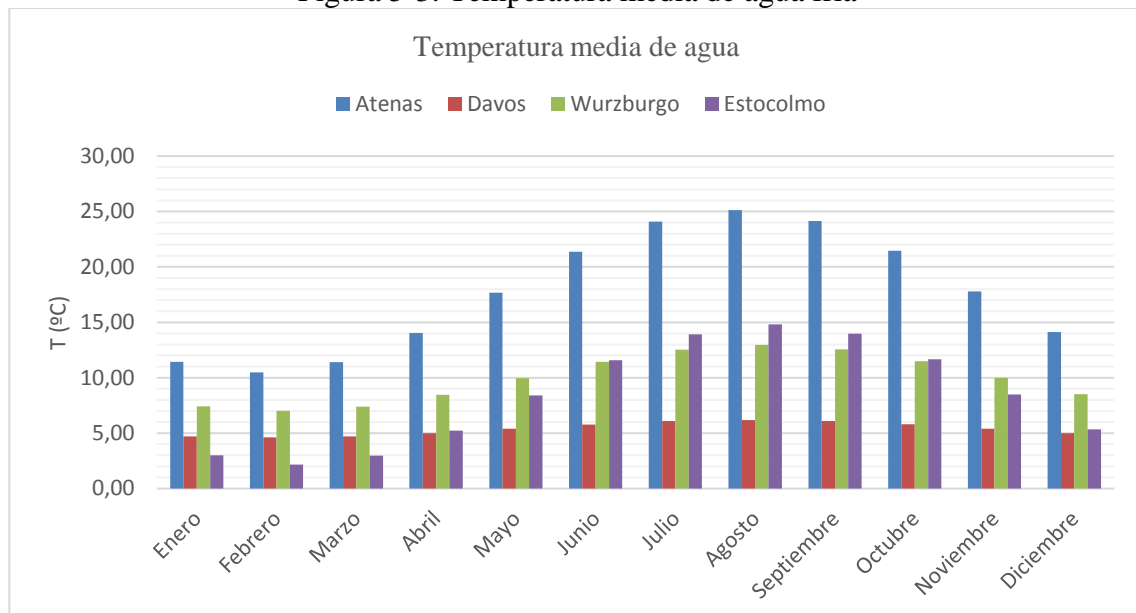
Atenas corresponde también la mayor temperatura ambiente diaria anual y de agua fría, siendo en Davos la temperatura un 82% menor que en Atenas, un 51% menor en Wurzburg y un 59% en Estocolmo, siendo Davos el lugar con la temperatura ambiente más fría de las cuatro ciudades, debido a su altitud.

Figura 5-2. Temperatura ambiente media.



Respecto al agua fría, dependiendo del mes puede aumentar hasta el doble la temperatura de la misma, siendo Atenas nuevamente la que dispone de temperaturas más altas, con una diferencia de casi el 70% con Davos, 43% con Wurzburg y un 52% con Estocolmo.

Figura 5-3. Temperatura media de agua fría



5.2 Demanda de calor

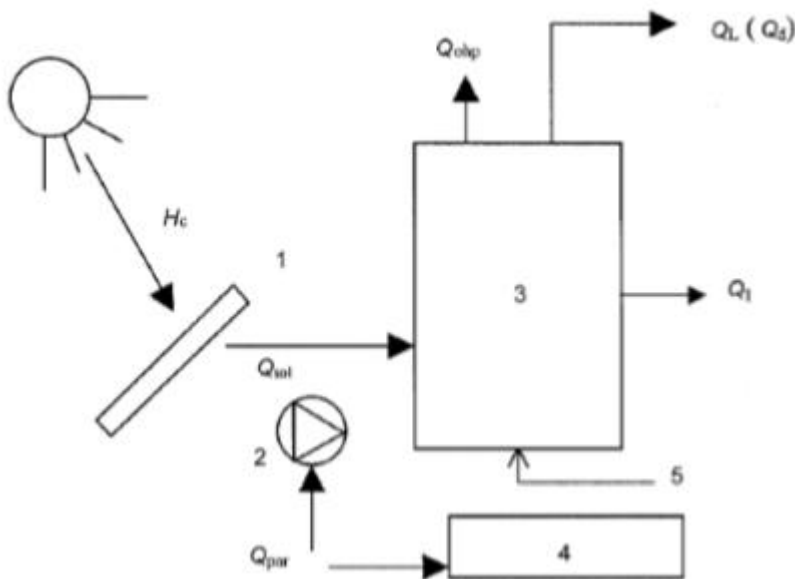
Conociendo la temperatura del agua fría y considerando como 45°C la temperatura del agua demandada por el usuario, podemos conocer la demanda de calor QD en cada una de las ciudades de referencia para los distintos volúmenes de carga, según la fórmula:

$$Q_D = \sum_{d=1}^{365} \rho \cdot V_S \cdot C_{pw} \cdot (T_S - T_{AF}(d))$$

- Q_D (MJ). Energía demandada por el usuario al año
- ρ (kg/m^3). Densidad del agua
- V_S ($\text{m}^3/\text{día}$). Caudal de agua caliente extraído al día
- C_{pw} ($\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$). Calor específico del agua. Se considera $4,186 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$
- T_D ($^\circ\text{C}$). Temperatura demandada de agua caliente (45°C)
- $T_{AF}(d)$ ($^\circ\text{C}$). Temperatura de agua fría del día número d del año.

El balance energético de un solo sistema solar se muestra en la Figura 5-6, extraído de la propia Norma.

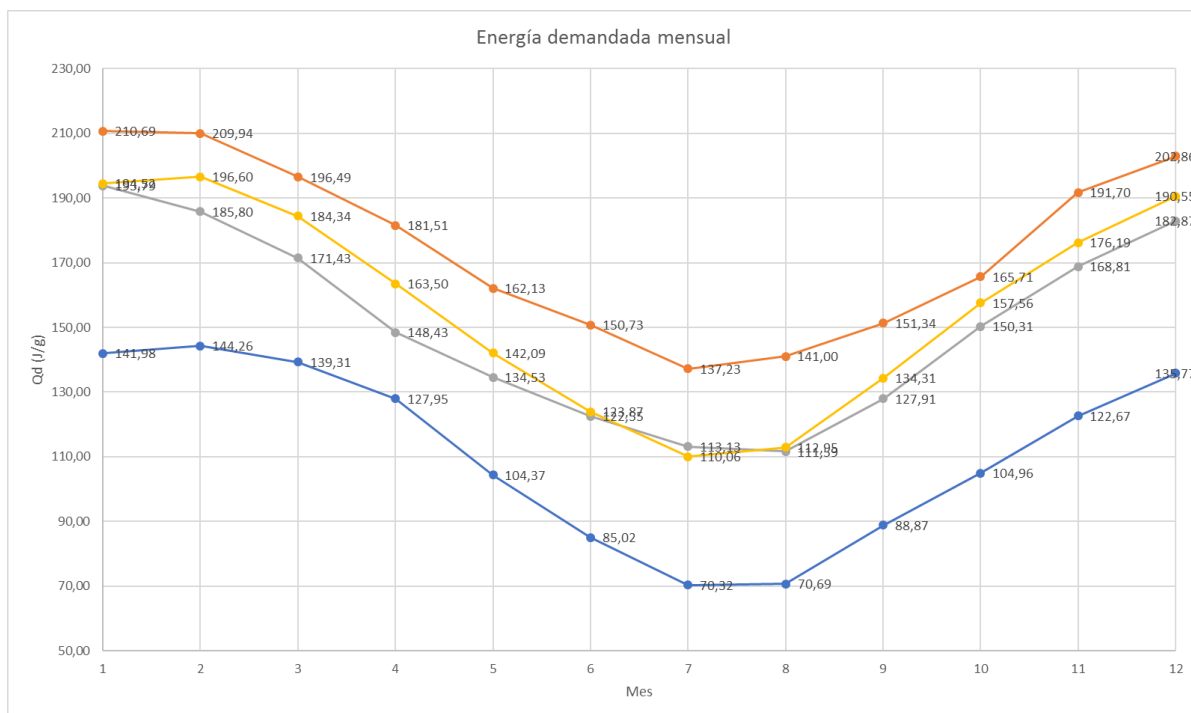
Figura 5-4. Balance energético de la Norma



- | | |
|-----------------------|---|
| 1. Captador | - H_c . Radiación solar hemisférica en el plano del captador. |
| 2. Bomba | - Q_{sol} . Calor cedido por el circuito de captadores al acumulador. |
| 3. Acumulador | - Q_l . Pérdida de calor del acumulador. |
| 4. Sistema de control | - Q_{ohp} . Calor liberado por el acumulador como sistema de protección contra sobrecalentamientos. |
| 5. Agua fría | - Q_d . Demanda de calor. |

La demanda energética obtenida a partir de este cálculo se expone en la Figura 5-5.

Figura 5-5. Demanda de calor.



Puede observarse como para un mismo volumen de carga, la demanda en las diferentes localidades va variando, siendo mayor en Davos (45% mayor respecto a Atenas), y menor en Atenas. Esto se debe, a la temperatura fría del agua, como ya se ha mencionado con anterioridad.

6 PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS

En este apartado se describen los parámetros constructivos de los 37 sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

En las Tablas 6-1, se exponen las características de diseño de los sistemas ensayados. En los apartados posteriores se explican detalladamente estas características.

Tabla 6-1. Parámetros constructivos de los equipos ensayados.

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS												
Número de sistema	Tipo de captador	Aislamiento del fondo del captador	Espesor aislamiento del	Tipo de perfil	Modelo del intercambiador	Área de apertura A (m ²)	Volumen bruto del acumulador V _b (l)	Aislamiento del acumulador	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V _b /A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1 ^o (bar)
1	SEL 3	Lana Mineral	40	ALTO	DE	4,14	300	Poliuretano	50	72,46	1,8	2,5
2	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1,91	200	Poliuretano	50	104,71	0,97	2,5
3	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	3,82	300	Poliuretano	50	78,53	1,78	2,5
4	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	2,4	200	Poliuretano	50	83,33	0,97	2,5
5	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1,9	149	Poliuretano	50	78,42	0,8	2,5
6	SEL 1.3	Poliuretano + Lana Mineral	38	ALTO	DE	2,58	209	Poliuretano	38	81,01	1,2	3
7	SEL 1.3	Poliuretano + Lana Mineral	38	BAJO	DE	2,58	209	Poliuretano	38	81,01	1,2	3
8	PN	Poliuretano	23	ALTO	DE	2,58	209	Poliuretano	38	81,01	1,2	3
9	PN	Poliuretano	23	BAJO	DE	2,58	209	Poliuretano	38	81,01	1,25	3
10	SEL 1.2	Lana de Vidrio	20	ALTO	DE	3,54	301	Poliuretano	40	85,03	1,57	3
11	SEL 1.1	Lana Mineral	40	ALTO	DE	1,92	154	Poliuretano	43	80,21	1,16	2,5
12	SEL 4	Lana de Roca	55	ALTO	DE	1,95	192	Poliuretano	40	98,46	1,2	3
13	SEL 1.1	Lana de Roca	40	ALTO	DE	3,24	318	Poliuretano	50	98,15	1,8	3
14	SEL 2	Espuma de Poliisocianurato	20	ALTO	DE	2,08	158	Poliuretano	55	75,96	1	3
15	SEL 1.3	Lana de Roca	50	ALTO	DE	1,94	155	Poliuretano	50	79,90	0,73	3
16	SEL 1.3	Lana de Roca	50	ALTO	DE	3,88	314	Poliuretano	50	80,93	2,03	3
17	PN	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1,88	157	Poliol+Isocianato	25	83,51	0,81	3
18	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1,88	157	Poliol+Isocianato	25	83,51	0,81	3
19	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	BAJO	DE	3,76	317	Poliol+Isocianato	25	84,31	1,78	3

20	SEL 1.2	Lana de Vidrio	20	BAJO	DE	1,77	145	Poliuretano	40	81,92	0,98	3
21	SEL 1.3	Lana de Vidrio	60	BAJO	DE y SERP	1,99	145	Poliuretano	50	72,86	0,48	3
22	SEL 1.3	Lana de Vidrio	25	BAJO	DE	2,01	157	Poliuretano	50	78,11	0,78	3
23	SEL 1.3	Lana de Roca	40	ALTO	DE	2,4	210	Poliol+Isocianato	30	87,50	0,97	2,5
24	SEL 1.3	Lana de Vidrio	60	BAJO	DE	3,98	282	Poliuretano	40	70,85	1,51	3
25	SEL N/E	Lana de Roca	30	ALTO	DE	4,2	241	Poliuretano	50	57,38	1,32	3,5
26	SEL 1.3	Lana Mineral	30	ALTO	DE	4,46	282	Poliuretano	50	63,23	1,51	3
27	SEL 1.3	Lana de Roca	40	ALTO	DE	4,8	315	Poliol+Isocianato	30	65,63	1,78	2,5
28	SEL 1.1	Lana de Vidrio	50	ALTO	DE	1,94	155	Poliuretano	45-50	79,90	1,6	3
29	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	3,76	300	Poliuretano	38	79,79	1,88	2,5
30	SEL 1.3	Lana de Roca	40	BAJO	DE	1,92	156	Poliuretano	40	81,25	0,74	2,5
31	SEL 1.3	Lana Mineral	35	ALTO	DE	4,72	314	Poliuretano	38	66,53	2	3
32	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1,88	152	Poliuretano	25	80,85	0,81	2,5
33	PN	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1,88	152	Poliuretano	25	80,85	0,81	2,5
34	SEL 1.2	Lana Mineral	40	ALTO	DE	2,65	170	Poliuretano	60	64,15	1,93	3
35	PN	Poliuretano + Lana Mineral	50	ALTO	DE	2,16	170	Poliuretano	60	78,70	1,93	3
36	SEL 1.3	Lana de Vidrio	20	ALTO	DE	3,84	317	Poliuretano	50	82,55	1,66	2,5
37	SEL 1.2	Lana Mineral	30	ALTO	DE	4,02	282	Poliuretano	38	70,15	1,49	2,5

6.1. Características técnicas del captador.

6.1.1 Tipos de captador.

Se distinguen dos tipos diferentes de captador, en función del tratamiento realizado en el absorbedor: selectivo (SEL) y pintura negra (PN). Dentro de los selectivos distinguimos también siete tipos:

- SEL 1.1. Tratamiento Tinox.
- SEL 1.2. Tratamiento Bluetec Eta-Plus.
- SEL 1.3. Tratamiento Mirotherm.
- SEL 2. Tratamiento Mirosol.
- SEL 3. Tratamiento de óxido de cromo.
- SEL 4. Tratamiento con capa de poliéster en polvo.
- SEL N/E. Tratamiento selectivo, no se especifica el tipo.

Según la Norma ISO-9488, una superficie selectiva es aquella cuyas propiedades ópticas de reflectancia, absorptancia y transmitancia dependen de la longitud de onda, mientras que una superficie no selectiva es independiente a la longitud de onda. Según esta definición, la pintura negra debería considerarse tratamiento selectivo, sin embargo, se excluye de este conjunto. Una clasificación más adecuada es según las características ópticas del tratamiento superficial:

- Absortividad (α): ratio entre la radiación absorbida y la radiación emitida por un cuerpo incidente.
- Emisividad (ϵ): ratio entre la radiación emitida por un cuerpo y la radiación emitida por un cuerpo negro a la misma temperatura.

En el caso de los captadores solares, interesa tener una alta absorptividad en la gama de onda corta y una baja emisividad para onda larga, característica que cumplen los recubrimientos selectivos, a diferencia de la pintura negra tiene una alta emisividad para onda larga, aunque si posee una alta absorptividad para dicha longitud de onda. Los valores de absorptividad y emisividad de los distintos tratamientos se recogen en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2. Características ópticas según el tipo de tratamiento.

Tipo de tratamiento	α	ϵ
Selectivo 1	0,95	0,05±0,01
Selectivo 2	0,9	0,2
Selectivo 3	0,87	0,09
Pintura negra	0,98	0,98

Para el aislamiento de fondo del captador se han ensayado diversos tipos de aislante con espesores que varían entre 20-60 mm. Los tipos de aislante son:

- Lana de vidrio. Tipo de lana mineral.
- Lana de roca. Tipo de lana mineral.
- Poliuretano + lana mineral.
- Espuma de poliisocianurato.

6.2 Características del acumulador

6.2.1 Volumen

El volumen bruto del acumulador es aquel que incluye el volumen del intercambiador, siendo éste en torno al 10% del volumen bruto. En los equipos ensayados, el volumen bruto del acumulador varía entre 140 y 300l, diferenciándose durante el análisis en tres grupos según sean de 150l (± 20 l), 200l (± 20 l) y 300l (± 20 l). En total se han estudiado 15 equipos de 150l, 9 de 200l y 13 de 300l.

6.2.2 Tipos de aislamiento del acumulador

El material de aislamiento utilizado en la mayoría de los sistemas objeto de estudio es el poliuretano, aunque hay equipos en los que se ha utilizado polioli+isocianato u otro material que no ha sido especificado. El espesor del aislante varía entre 38-50mm, sin embargo, la densidad del mismo es desconocida al no haber sido aportada por los fabricantes, a pesar de poder tener efecto significativo para el coeficiente de pérdidas del acumulador.

6.2.3 Tipos de perfil del acumulador

El tipo de perfil alto y bajo, hace referencia a la posición del acumulador, requiriendo aquellos con perfil bajo una válvula anti-retorno en el circuito de captadores. Perfil alto se refiere cuando

el acumulador está ubicado encima de los captadores, y perfil bajo cuando se encuentra detrás de los captadores.

Figura 6-1. Tipos de perfil de los sistemas prefabricados. Izquierda: Perfil alto. Derecha: Perfil bajo.



6.2.4 Intercambiador

Todos los equipos tienen intercambiadores doble envolvente (DE) en el interior del acumulador, excepto el equipo 21 que cuenta con un acumulador con doble intercambio (DE + Serpetín). La presión máxima que soporta el intercambiador se incluye en los parámetros constructivos, pero no se analizará en este proyecto dado que no afecta a las prestaciones energéticas, sino a la fiabilidad.

7 PARÁMETROS EXPERIMENTALES

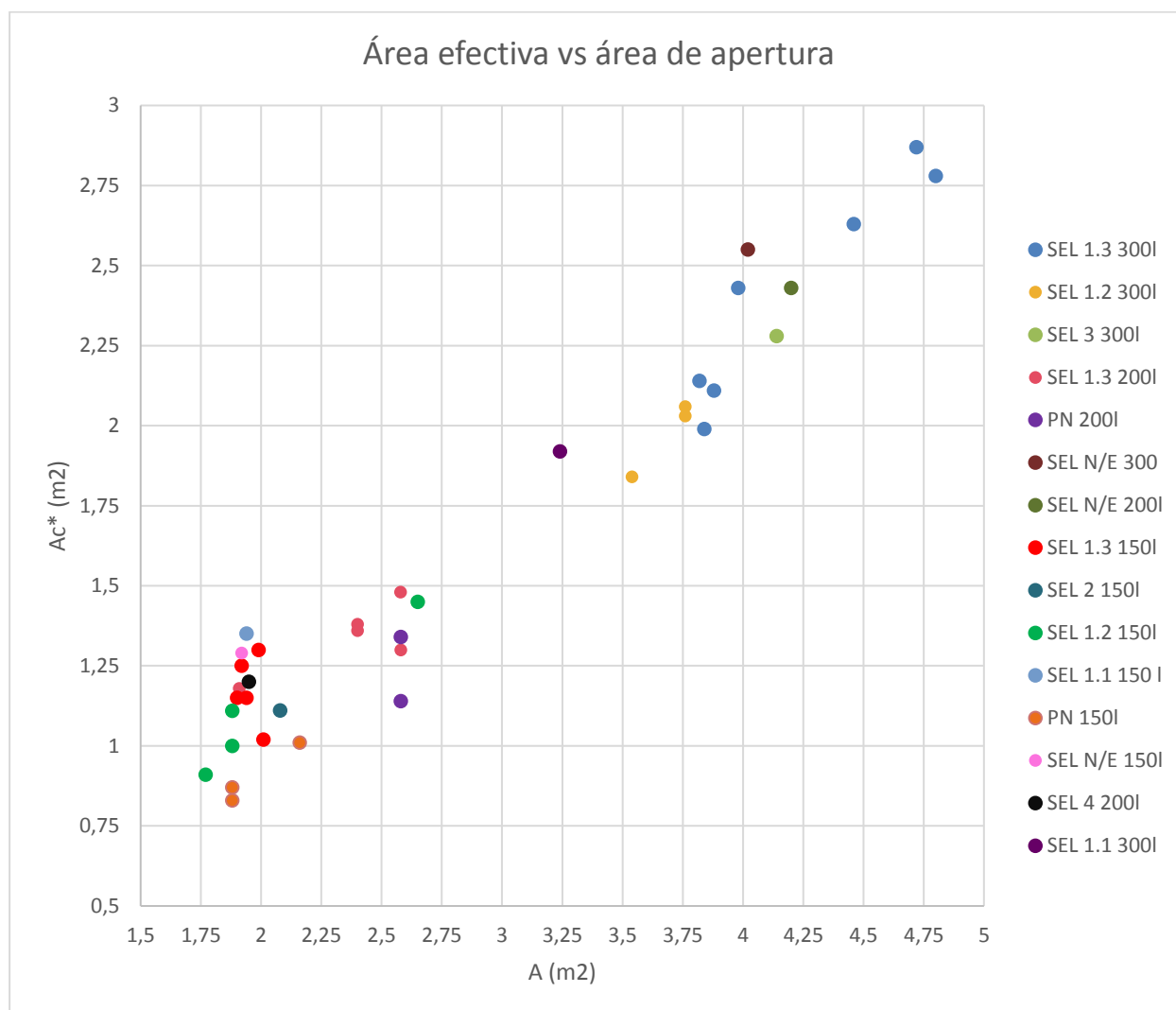
En este apartado se identifican la influencia de los distintos parámetros de diseño en las prestaciones del sistema, según la Norma ISO 9459-5. A continuación, se analizarán los parámetros experimentales del equipo A_c^* , U_c , U_s , C_s , D_L y Sc , descritos con anterioridad en el apartado 4.1.2 del Capítulo 4.

7.1 Área efectiva del circuito de captadores (A_c^*)

Este parámetro está directamente relacionado con las características constructivas del captador, tal y como se muestra en el apartado 4.1.2 del Capítulo 4, en la ecuación del área efectiva. En la Figura 7-1 se ha representado el área efectiva con respecto al área de apertura del captador. Se puede apreciar claramente el incremento del valor del área efectiva al aumentar el área de apertura. También destacar la influencia del tratamiento superficial en este parámetro, pues los sistemas con pintura negra presentan un área efectiva menor a los sistemas con tratamiento selectivo.

Sin embargo, hay algunos casos en los que a mayor o igual área de apertura y mismo tratamiento superficial el área efectiva es menor. Esto sucede por las características del circuito, como puede verse con los sistemas de perfil bajo que presentan una menor área efectiva. También influye el tipo de aislamiento del fondo del captador y el espesor del mismo, siendo el de Lana Mineral el que presenta una mayor A_c^* , para unas condiciones similares.

Figura 7-1. Área efectiva vs Área de apertura del captador.



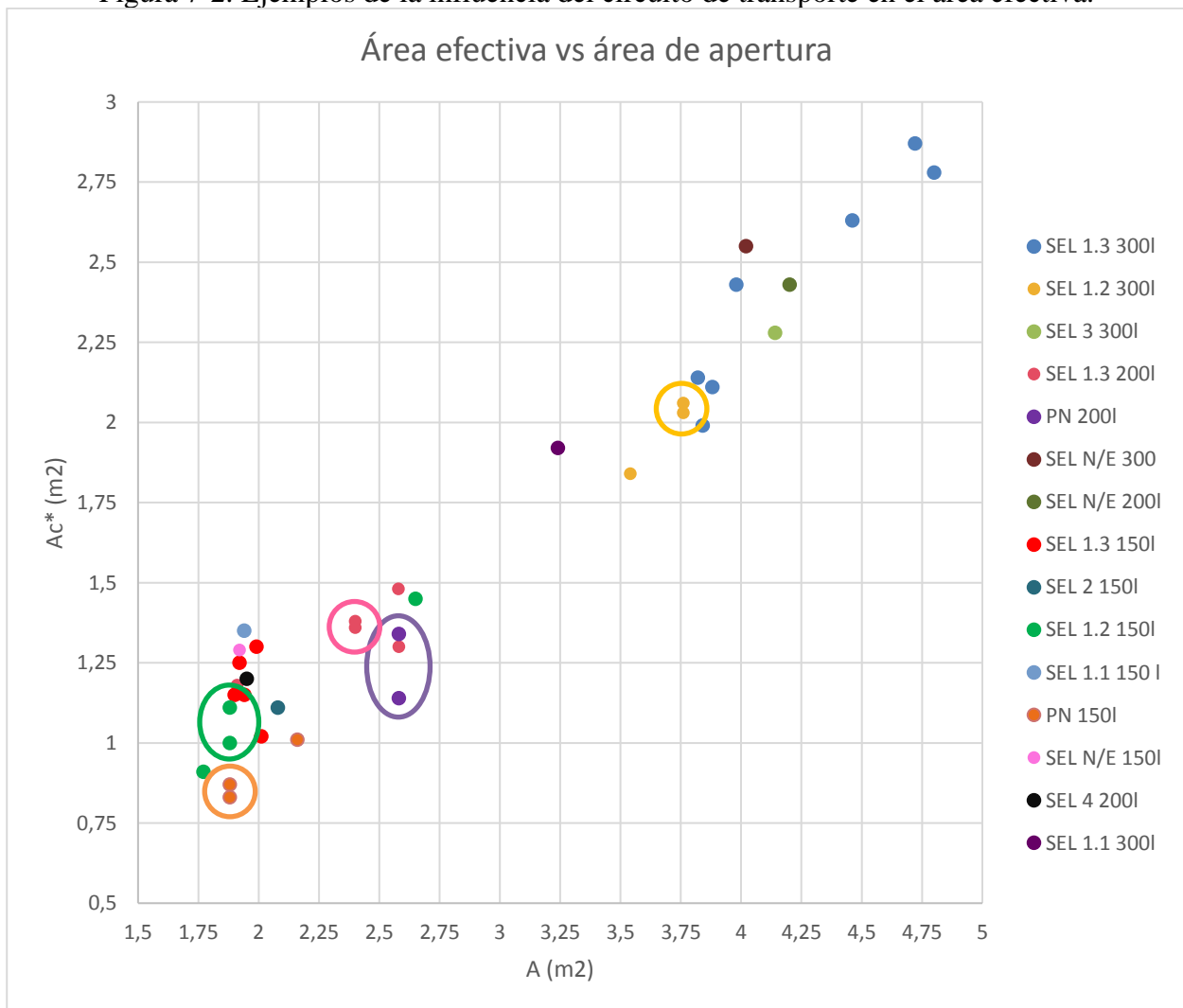
El circuito de transporte de la instalación también afecta al área efectiva, dado que afecta al F_R , parámetro que indica el índice de renovación de calor del circuito de captadores. Para demostrar esto, podemos destacar los siguientes ejemplos (Figura 7-2), en los que las características del captador son las mismas:

- Los equipos de 300l, tratamiento selectivo 1.2 (Círculo amarillo), donde el de menor área efectiva dispone de un perfil bajo, mayor volumen del acumulador y aislamiento del mismo de Polioli + Isocianato, con menor espesor. Tampoco es significativo este decremento.
- Los equipos de 200l con tratamiento de pintura negra (Círculo violeta), donde el área efectiva se ve incrementada casi un 15% por cambiar el tipo de perfil de perfil bajo a perfil alto.
- Los equipos de 200l con selectivo 1.3 (Círculo rosa). En este caso, las características del captador no son las mismas, dado que se han utilizado diferentes tipos de aislamiento de fondo del captador, siendo el de Lana de Vidrio el de mayor área efectiva respecto al de Lana de Roca. Las características del circuito que se han modificado han sido el tipo de

aislamiento del acumulador y el espesor del mismo. El incremento de área efectiva tampoco es revelador.

- Los equipos de 150l con selectivo 1.2 (Círculo verde) en el cual al aumentar el espesor del aislamiento del captador y cambiar el tipo de aislamiento del acumulador ha incrementado casi un 10% el área efectiva.
- Los equipos de 150l, con pintura negra (Círculo naranja), el uso de Polioliol + Isocianato incrementa el área efectiva, aunque no de manera significativa.

Figura 7-2. Ejemplos de la influencia del circuito de transporte en el área efectiva.

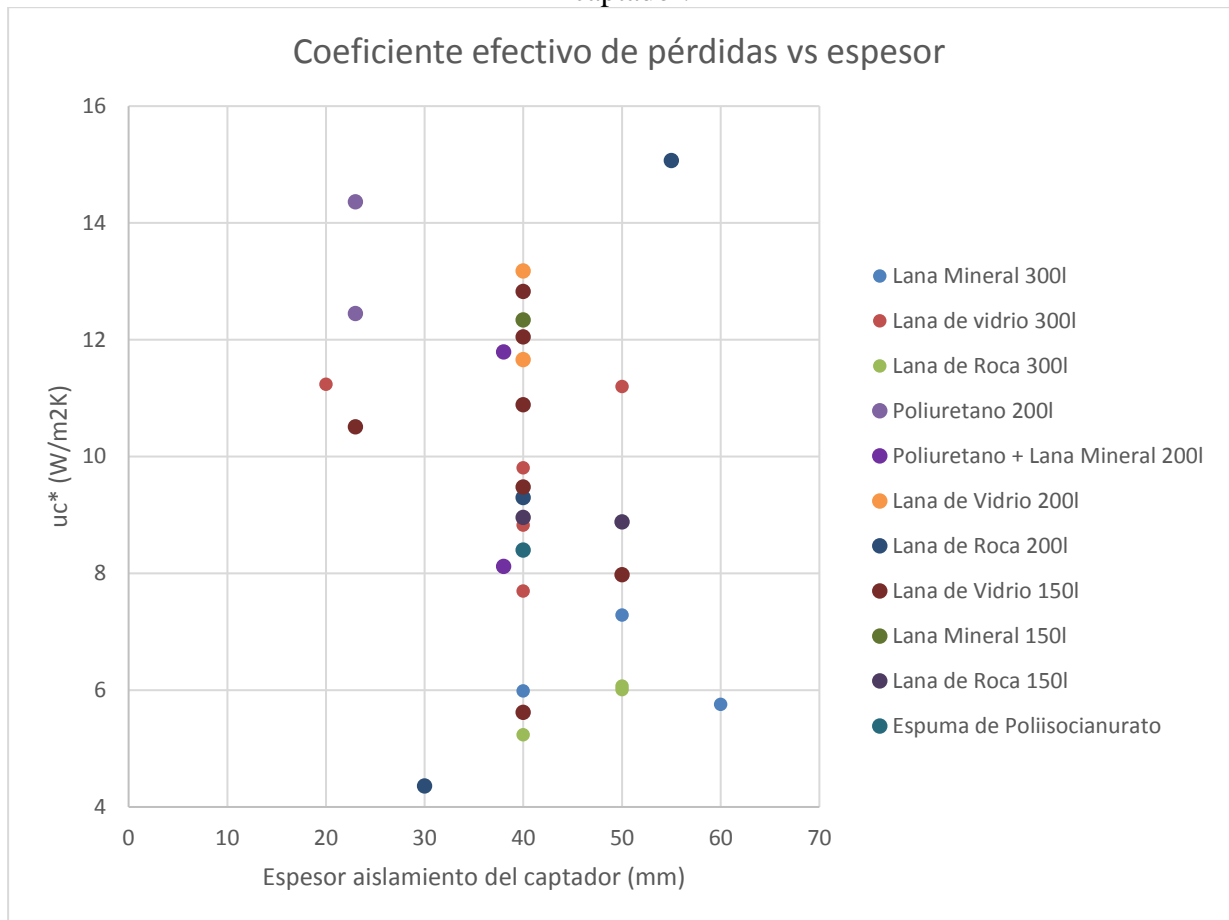


7.2 Coeficiente efectivo de pérdidas del circuito de captadores (u_c^*)

Este parámetro se ve afectado por varias características del circuito, como el tratamiento del absorbedor, los tipos de aislamiento tanto del captador como del espesor del mismo. El efecto del aislamiento del lateral del captador lo consideraremos despreciable respecto al aislamiento del fondo del captador.

En la Figura 7-3 se ha representado el coeficiente de pérdidas del circuito respecto al espesor del aislante de fondo del captador. Puede apreciarse que no sigue una tendencia concreta respecto al valor del espesor, no por aumentar el espesor se reducen las pérdidas.

Figura 7-3. Coeficiente de pérdidas del circuito de captador respecto al espesor del fondo del captador.



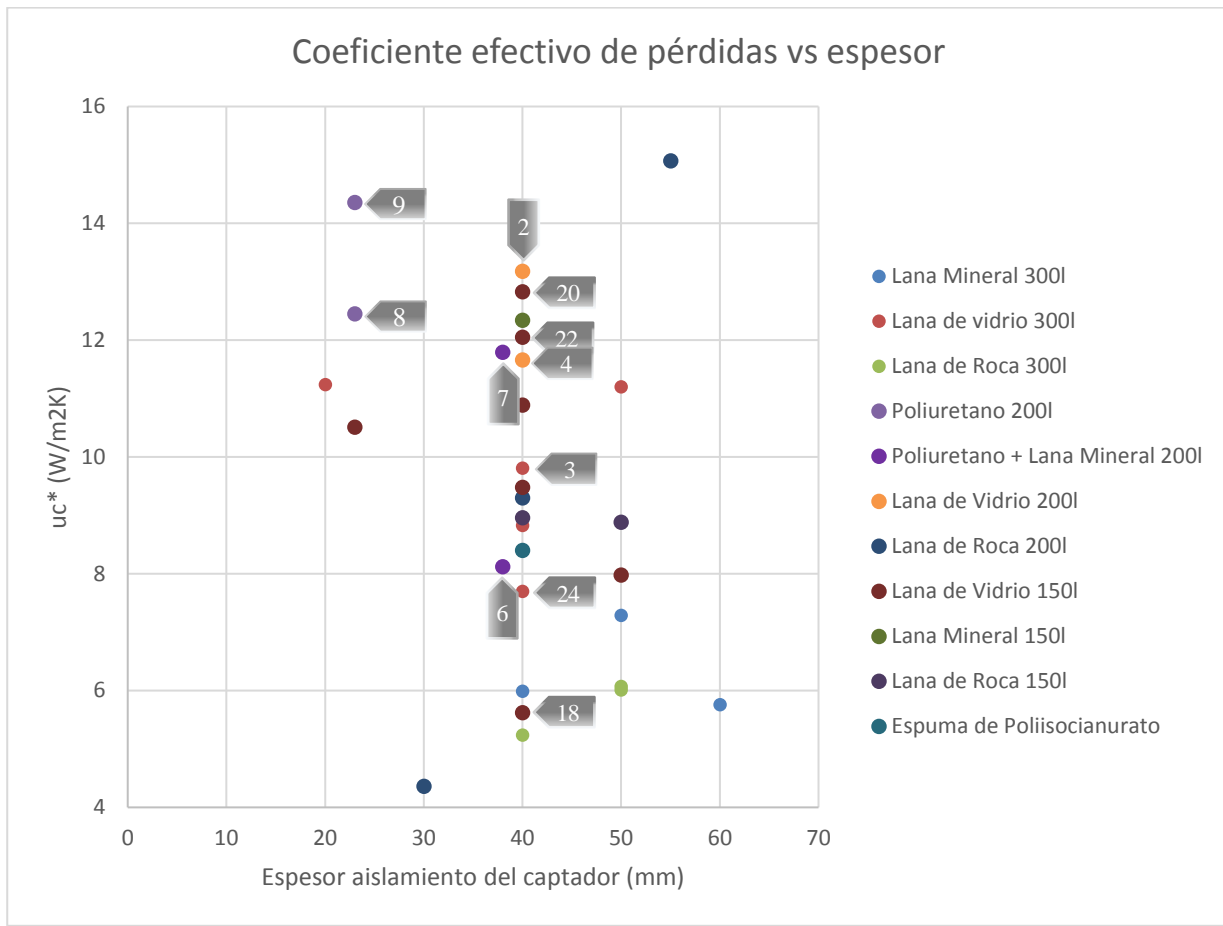
Analicemos la vertical de 40mm de espesor, donde encontramos sistemas con igual espesor y tipo de aislamiento de fondo del captador, pero diferente coeficiente efectivo de pérdidas.

- Los equipos 3 y 24, de 300l con aislamiento de lana de vidrio y tratamiento selectivo 1.3, podemos apreciar una reducción de casi un 10% gracias al cambio de perfil, siendo el sistema de perfil bajo el que presenta un menor u_c^* .
- Los equipos 18 y de 150l con aislamiento de lana de vidrio y tratamiento selectivo 1.2, el coeficiente efectivo de pérdidas se ve reducido un 56% gracias al tipo de perfil, el aislamiento del acumulador y el espesor del mismo, siendo el de perfil alto con un aislamiento de Poliisol + Isoisocianato de 25mm el que presenta un menor u_c^* .
- Los equipos 21 y 22, de 150l con aislamiento de lana de vidrio y tratamiento selectivo 1.3, la incorporación de un serpentín en el modelo del intercambiador ha producido una reducción del 21% en el valor del u_c^* .
- Los equipos 2 y 4, de 200l con aislamiento de lana de vidrio, la reducción de u_c^* es debida a área de apertura, disminuyendo un 11% en el sistema 4, cuya área de apertura es mayor.

La influencia del tipo de perfil vuelve a observarse en la vertical de 23mm y de 38mm de espesor, donde los sistemas con perfil alto presentan un valor menor de u_c^* , para igual aislamiento y tratamiento (Poliuretano y pintura negra, equipos 8 y 9, poliuretano con lana mineral y selectivo 1.3, equipos 6 y 7, respectivamente).

En la siguiente gráfica (Figura 7-4) se han detallado los equipos descritos en este apartado para facilitar su comprensión:

Figura 7-4. Coeficiente efectivo de pérdidas vs espesor. Detallado.

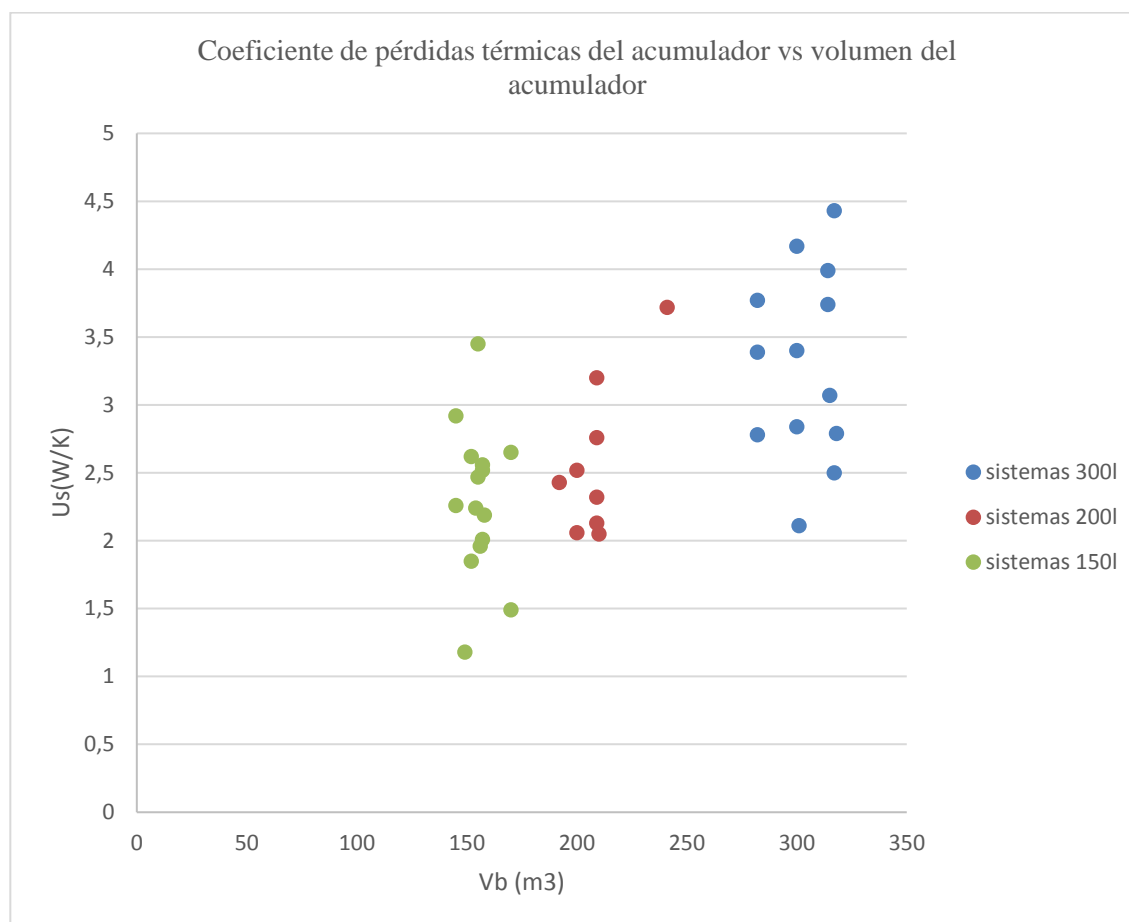


7.3 Coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (Us)

Este parámetro depende de las características de construcción del tanque, por lo que compararemos los valores en función del volumen del acumulador, el aislamiento y el espesor del mismo.

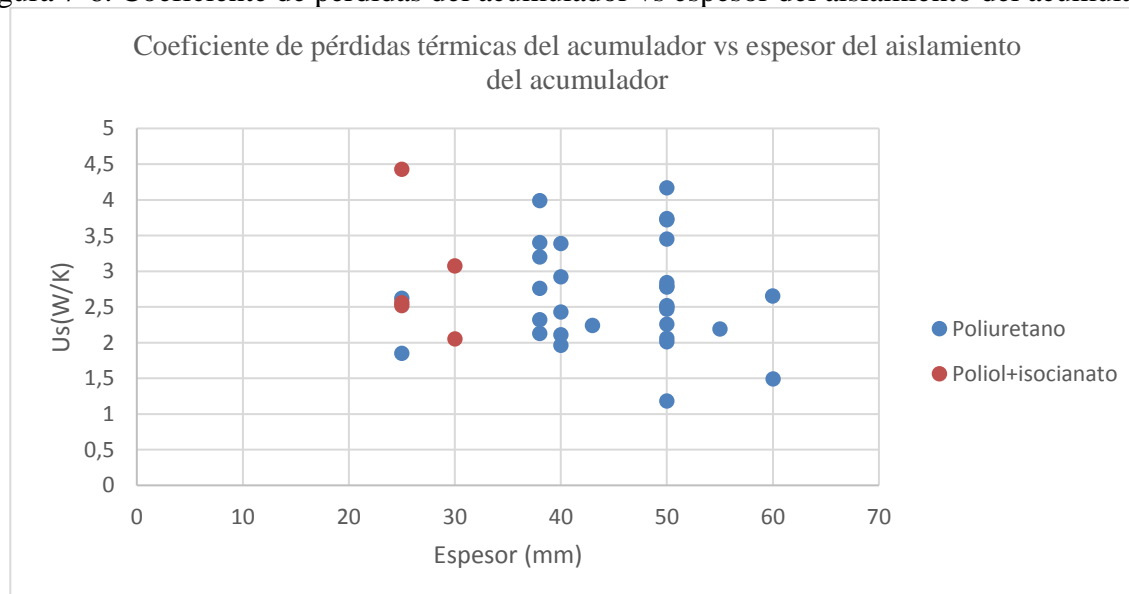
En la Figura 7-5 se representa el coeficiente U_s de cada sistema con respecto al volumen bruto del acumulador. El volumen está relacionado geoméricamente con el área, por lo que cuanto mayor sea el volumen mayor será el área de transferencia con el exterior y, en consecuencia, mayores las pérdidas.

Figura 7-5. Coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador vs volumen del acumulador.



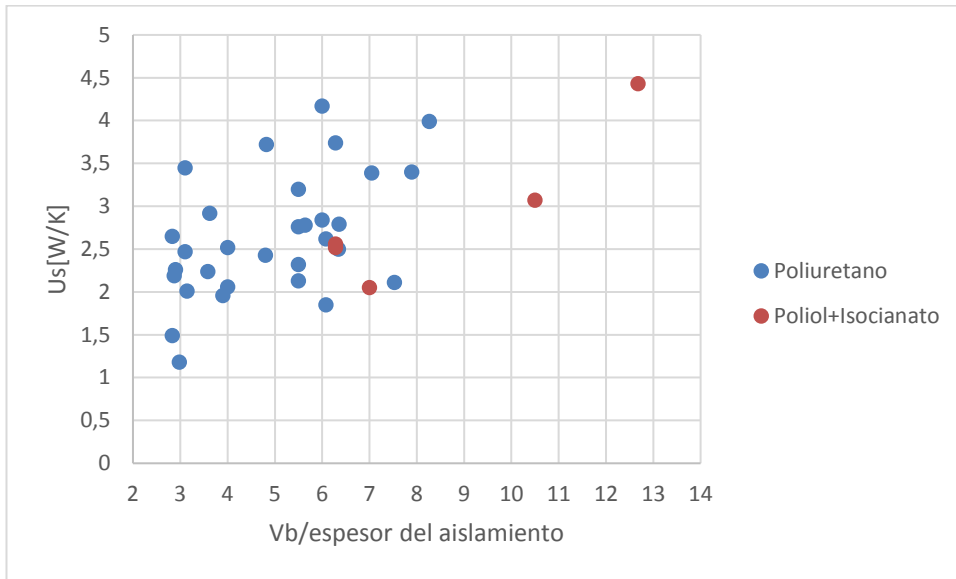
Puede observarse que se obtienen valores máximos de U_s superiores corresponden a los tanques de mayor capacidad. En cambio, no existe una tendencia exacta a como afecta el material del aislamiento o del espesor a las pérdidas del acumulador, ya que un mayor espesor no garantiza un U_s menor, ni un aislamiento diferente al poliuretano asegura una reducción de pérdidas, como se observa en la Figura 7-6.

Figura 7-6. Coeficiente de pérdidas del acumulador vs espesor del aislamiento del acumulador.



En el siguiente gráfico (Figura 7-7) se representa el coeficiente U_s con respecto al ratio entre volumen bruto y espesor de aislamiento, observándose que ante relaciones de volumen/espesor mayores, hay más pérdidas.

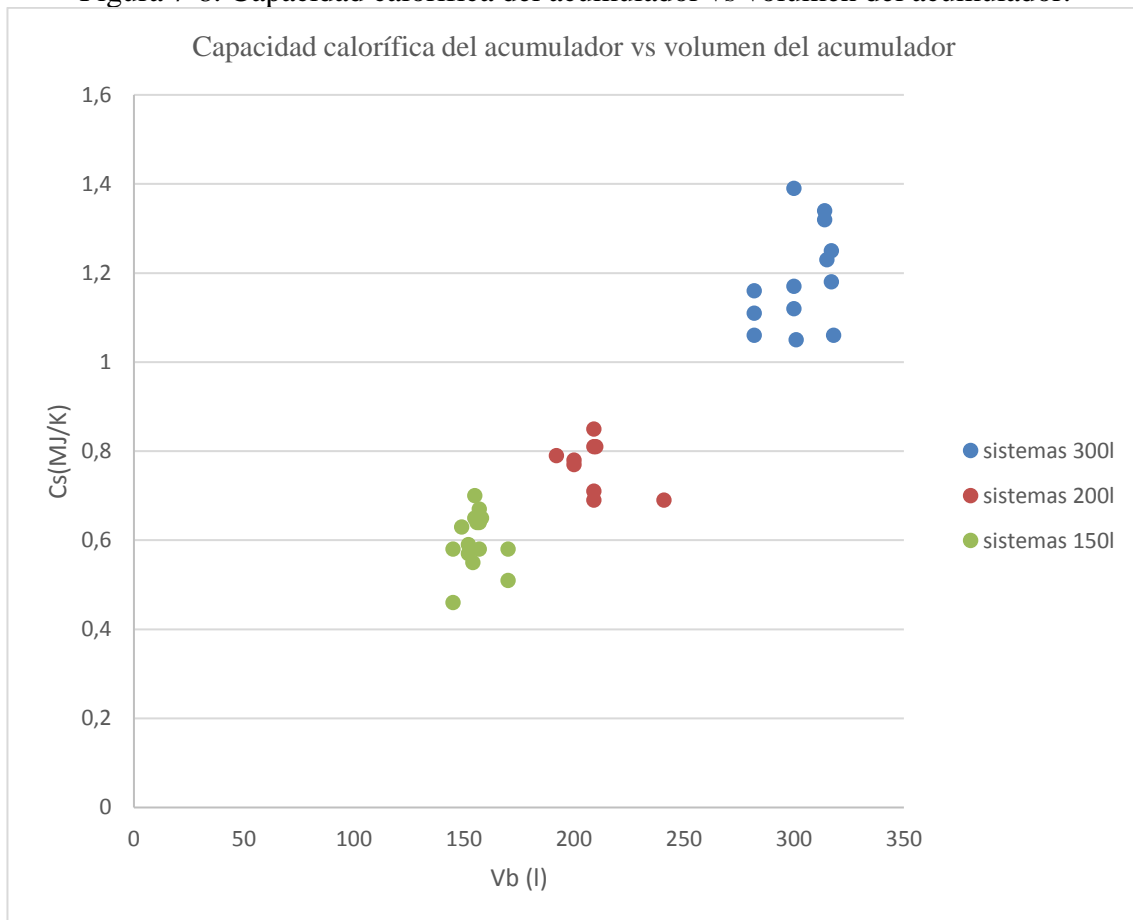
Figura 7-7. Coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador vs ratio volumen/espesor del aislamiento.



7.4 Capacidad calorífica del acumulador (Cs)

Se puede distinguir una relación directa entre el volumen del depósito y el valor de Cs, aumentando éste cuanto mayor es el volumen del acumulador. En los sistemas de 200l, este parámetro es un 24% menor que en los sistemas de 300l, y en los de 150l un 40% menor.

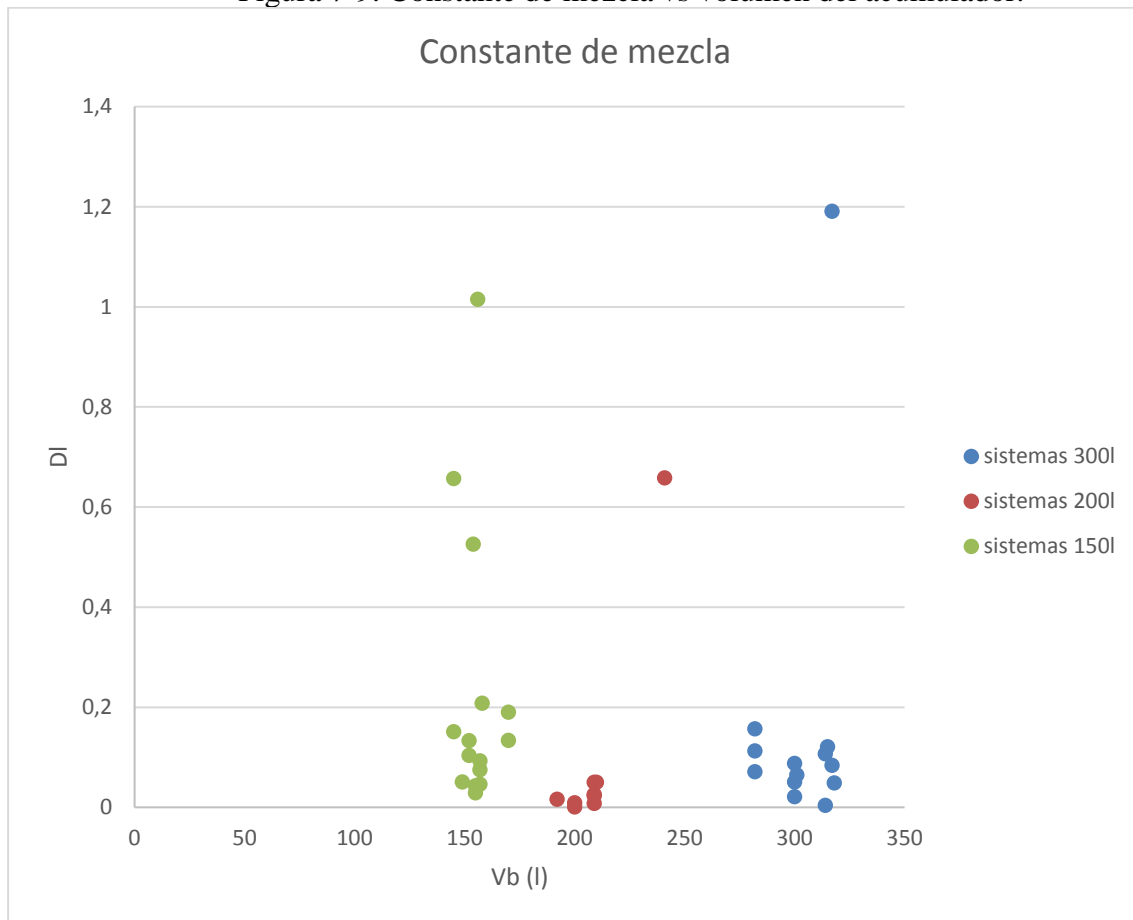
Figura 7-8. Capacidad calorífica del acumulador vs volumen del acumulador.



7.5 Constante de mezcla (D_L)

Este parámetro representa el grado de mezcla que se produce en el acumulador debido a la extracción, es decir, a la entrada de agua fría. Interesa que su valor no sea muy alto, ya que esto significaría una mayor zona de mezcla en el depósito, y como consecuencia, menor fracción solar. En la Figura 7-9, se puede observar que la gran mayoría de los sistemas ensayados tienen un valor entre 0-0,2. Los puntos que destacan son de los cuales no se tiene información completa de ellos (no se conoce el tipo de tratamiento o de aislante o espesor del mismo), por lo que no se puede justificar adecuadamente por qué presentan una constante de mezcla tan elevada respecto a los otros.

Figura 7-9. Constante de mezcla vs volumen del acumulador.

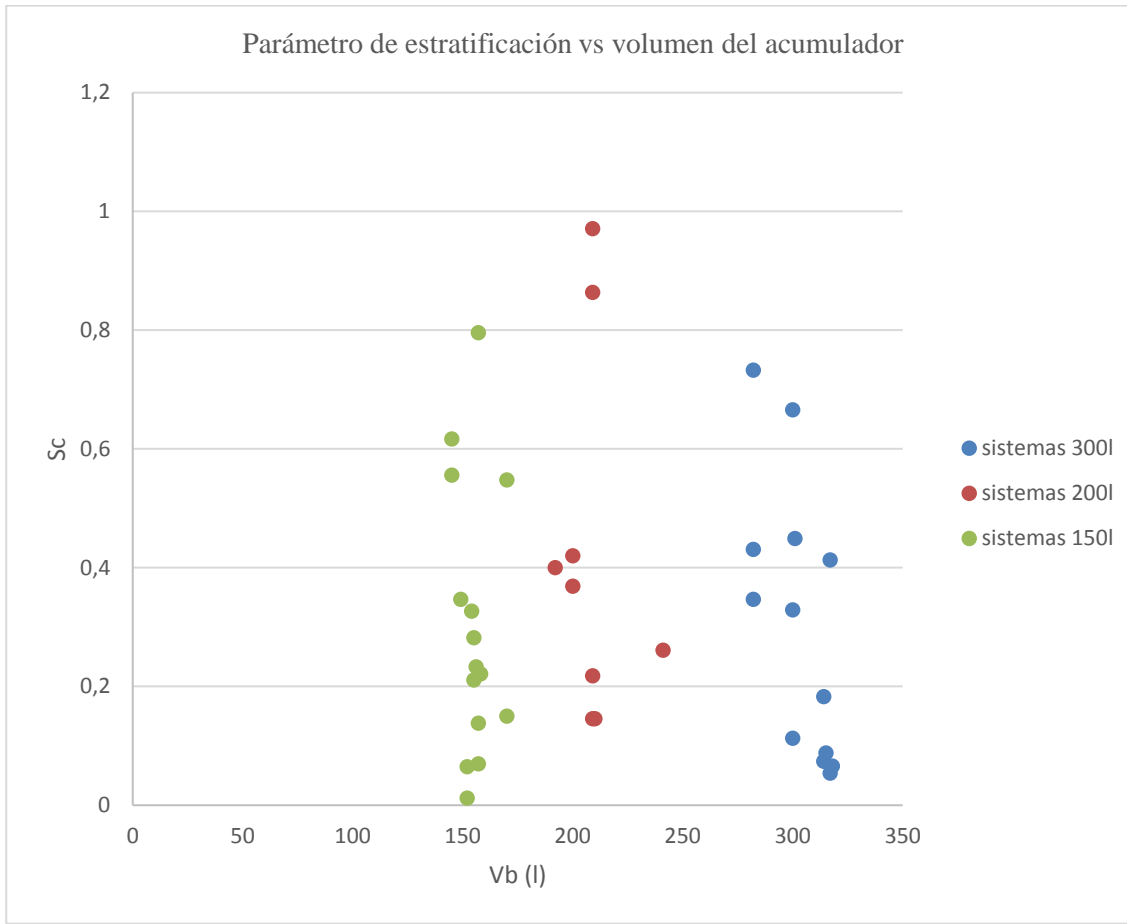


7.6 Parámetro de estratificación (S_c)

Este parámetro indica la capacidad del circuito solar para desarrollar estratificación en el depósito acumulador. Cuanto mayor es su valor, mayor es su capacidad, y en consecuencia, la fracción solar del sistema será mayor.

Este parámetro se ve claramente afectado por el perfil del acumulador más que por su volumen. Los valores de todos los sistemas son muy próximos, sin embargo, los equipos de perfil bajo tienen un valor de este parámetro menor que los de perfil alto, con una diferencia media de casi el 40%. Es decir, los sistemas con perfil alto presenta mejor estratificación que los de perfil bajo.

Figura 7-10. Parámetro de estratificación vs volumen del acumulador.



8 PREDICCIÓN A LARGO PLAZO

8.1 Comportamiento anual

En este apartado se ha analizado el comportamiento anual de todos los sistemas ensayados evaluando su energía producida, eficiencia y fracción solar. En primer lugar, se han tomado los valores medios de los equipos diferenciándolos según el volumen de acumulación en dos grupos, uno de 150l y otro de 300l. Posteriormente, se han estudiado las desviaciones respecto a los valores medios con el fin de conocer qué equipo presenta mejor comportamiento.

La producción de energía de un equipo solar por termosifón situado en un emplazamiento, con determinadas características técnicas (área de apertura, tipo de absorbedor, inclinación de captadores, volumen del acumulador) dependerá de la temperatura del agua contenida en el interior del depósito. Esta temperatura dependerá de la temperatura de entrada del agua fría, diferente en cada localización, y de la demanda de agua caliente. Para conseguir una menor temperatura en el depósito necesitamos un mayor volumen de agua y menor temperatura de agua fría de entrada al equipo. Los datos se han obtenido a partir de los ensayos de la Norma en la que está basado este estudio, descrita en el capítulo 4. Tal y como se detalla en la Norma, los sistemas se han evaluado para diferentes caudales de descarga: 50l, 80l, 110l, 140l, 170l, 200l, 250l, 300l, 400l y 600l.

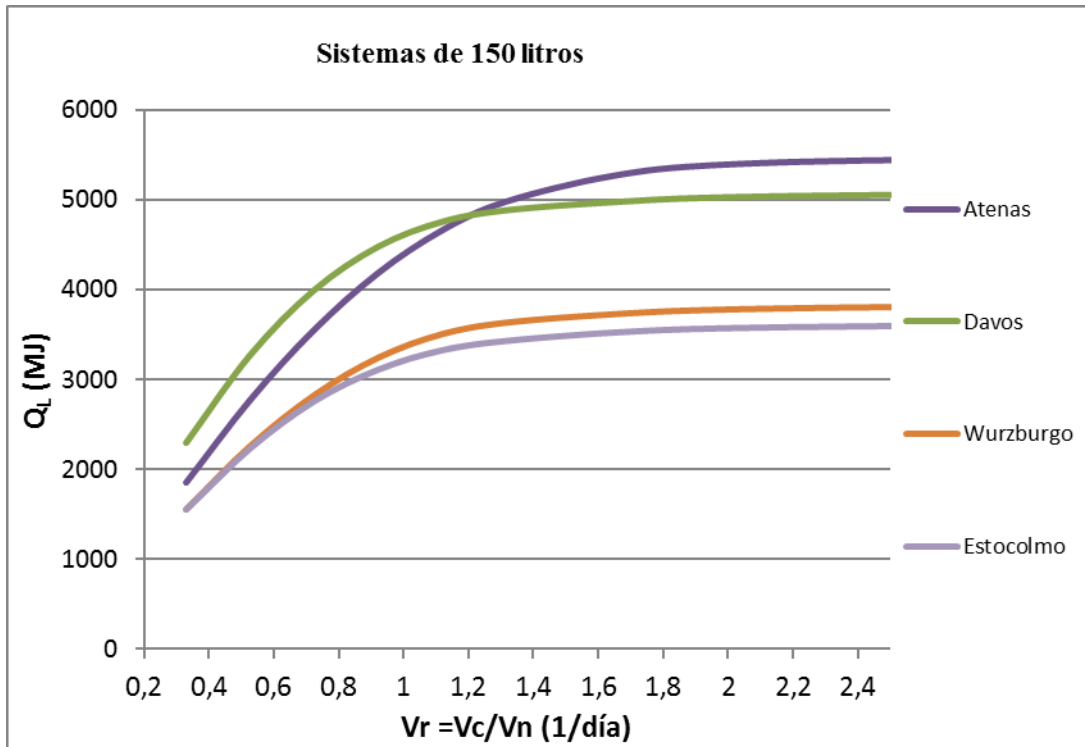
8.1.1 Energía producida

8.1.1.1 Energía producida media en cada localidad

8.1.1.1.1 Equipos de 150l

En la Figura 8-1, se ha representado las curvas referentes a la media de producción de todos los sistemas ensayados de 150l para los diferentes caudales de descarga. Las curvas de las cuatro localidades presentan la misma forma, creciendo de manera lineal para valores de V_r menores de 1, relentizando su crecimiento hasta un valor prácticamente constante conforme aumenta V_r . Atenas es la ciudad que presenta una curva más abierta, alcanzando la constancia a partir de valores de V_r superiores a 2, mientras que en en las otras tres ciudades sucede en valores de V_r entre 1-1,5. Para caudales de descarga pequeños, los sistemas se comportan igual en Wurzburg y Estocolmo, produciéndose más en Wurzburg a medida que aumenta el caudal. Para caudales pequeños, Davos es la localidad donde mayor producción se obtiene, aunque una vez superado el volumen de descarga al volumen de acumulación, Atenas se sitúa por encima con mayor producción.

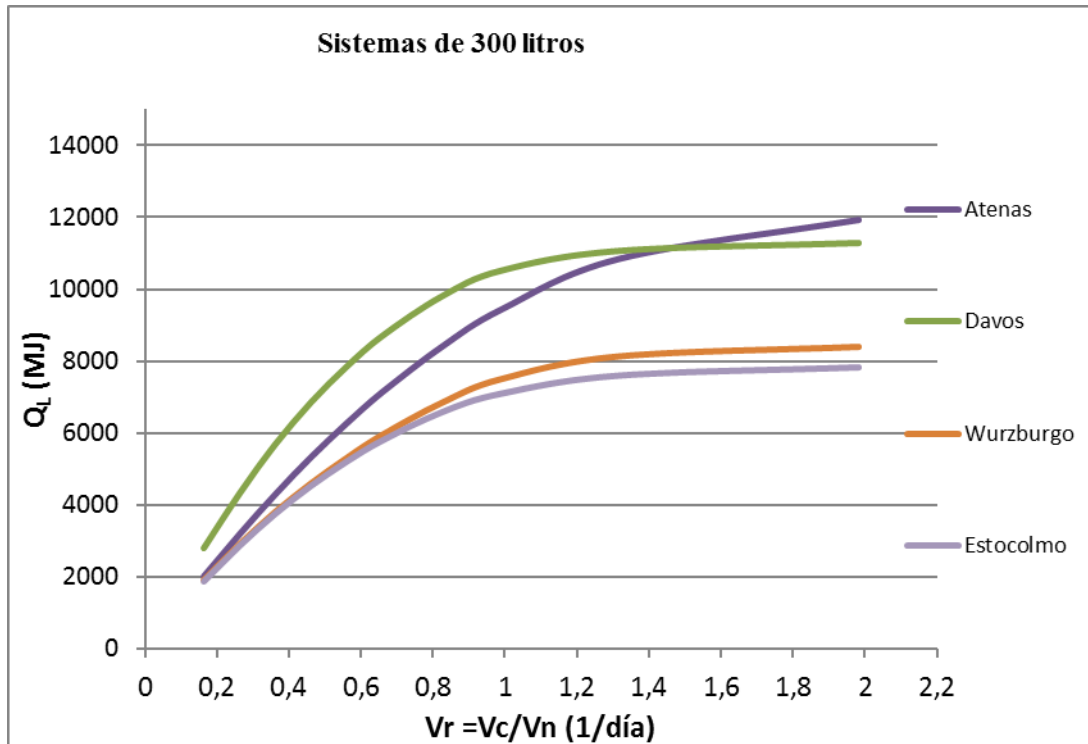
Figura 8-1. Energía producida media de los sistemas de 150l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.



8.1.1.1.2 Equipos de 300l

En la Figura 8-2 se exponen las curvas de energía producida media de los sistemas ensayados con acumulador de 300l. A diferencia de los equipos de 150l, la energía producida a pequeños caudales es la misma en Atenas, Wurzburg y Estocolmo, siendo Davos donde sucede una producción más alta de partida. Como ocurría con los sistemas con los sistemas de 150l, podemos ver que para valores de V_r inferiores a 1, la curva de la energía producida es aproximadamente lineal, creciendo de manera significativa hasta alcanzar un valor, diferente para cada ciudad, y a partir de este punto ($V_r > 1$), por encima del volumen de acumulación la energía producida se incrementa de manera menos relevante, pudiendo considerarse constante, en el caso de Davos, Wurzburg y Estocolmo. En Atenas parece seguir creciendo, pero llegará un valor de V_r donde tomará la misma tendencia que las otras ciudades.

Figura 8-2. Energía producida media de los sistemas de 300l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.



8.1.1.2 Desviaciones respecto a los valores medios

En las gráficas se han diferenciado los equipos según su tratamiento superficial y a relación V/A. Puede observarse como en todas las localidades, las curvas poseen la misma tendencia. Para valores de V_r menores de 0,5, las curvas de todos los equipos crecen de manera prácticamente idéntica, separándose a medida que V_r aumenta, viéndose claramente diferenciados para valores de V_r mayores que 1.

Las gráficas se exponen en los apartados siguientes.

8.1.1.2.1 Equipos de 150l

Figura 8-3. Energía producida por cada sistema de 150l en Atenas.

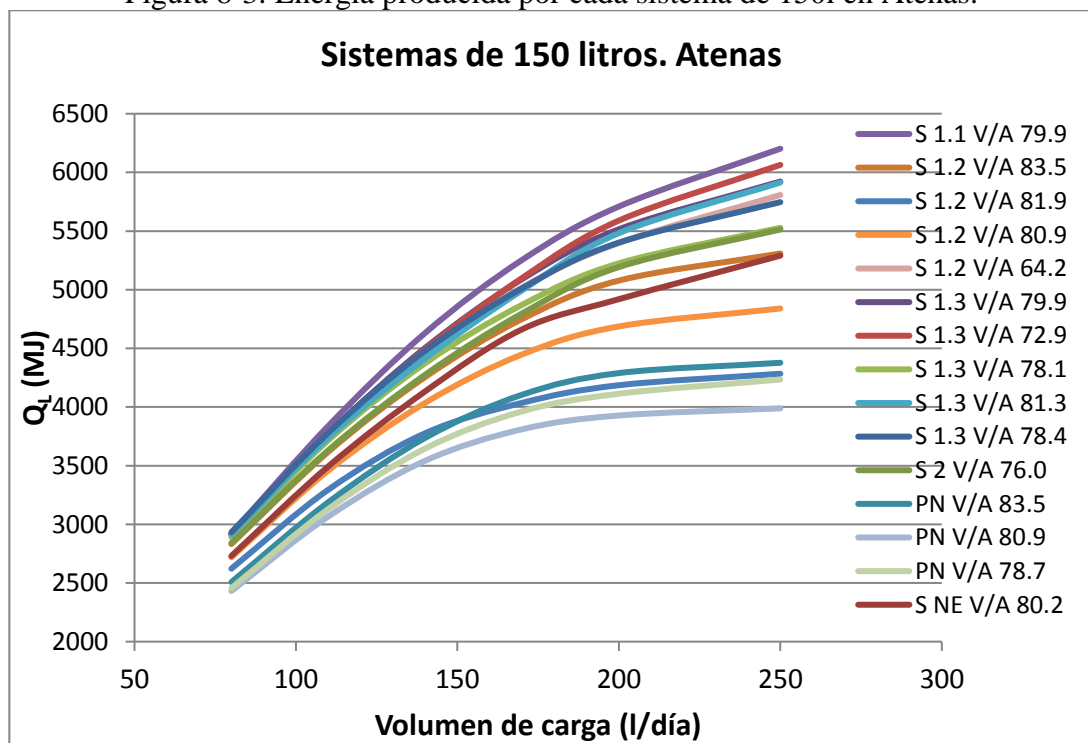


Figura 8-3. Energía producida por cada sistema de 150l en Davos.

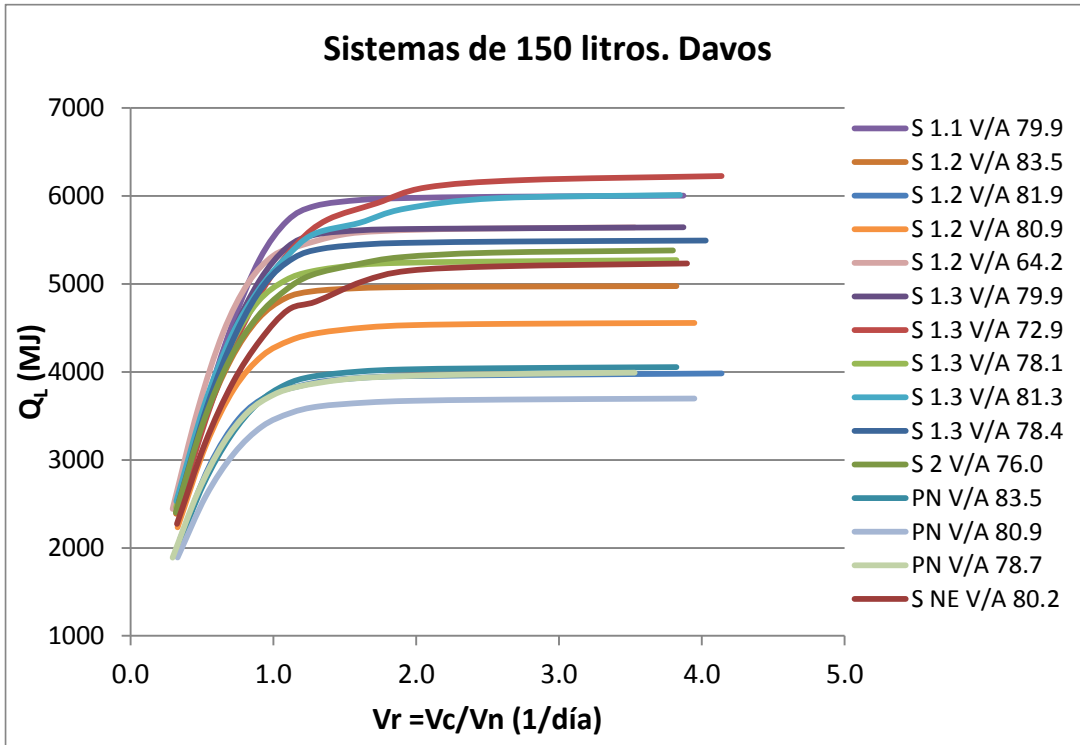


Figura 8-4. Energía producida por cada sistema de 150l en Wurzburgo.

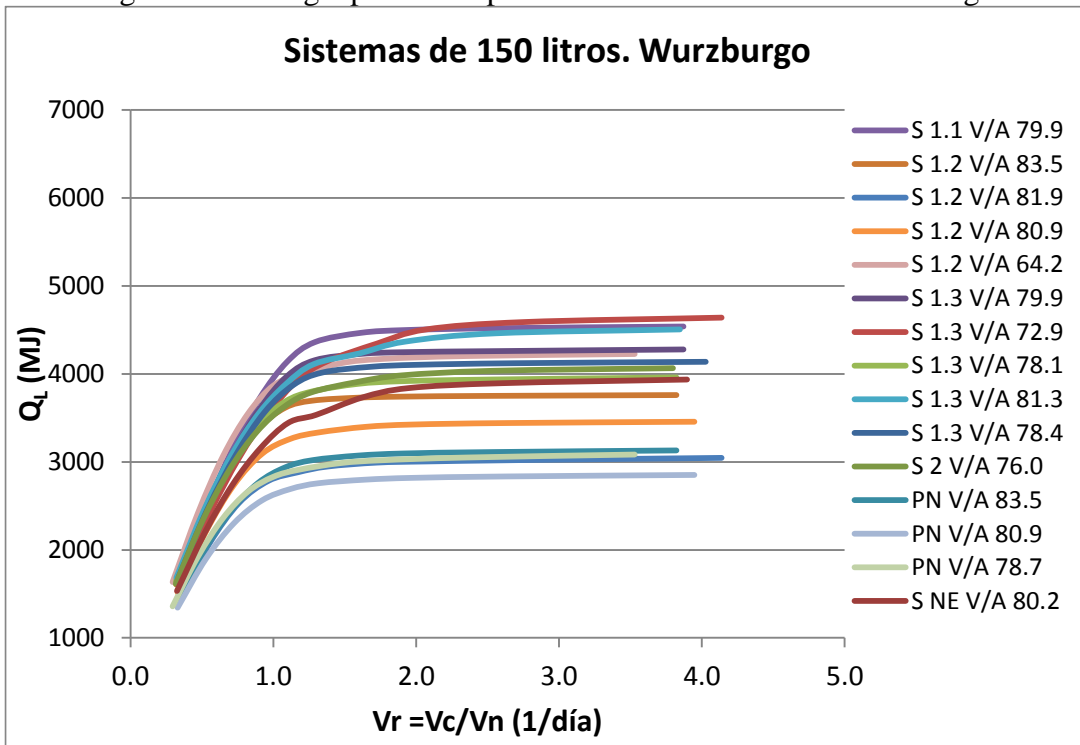
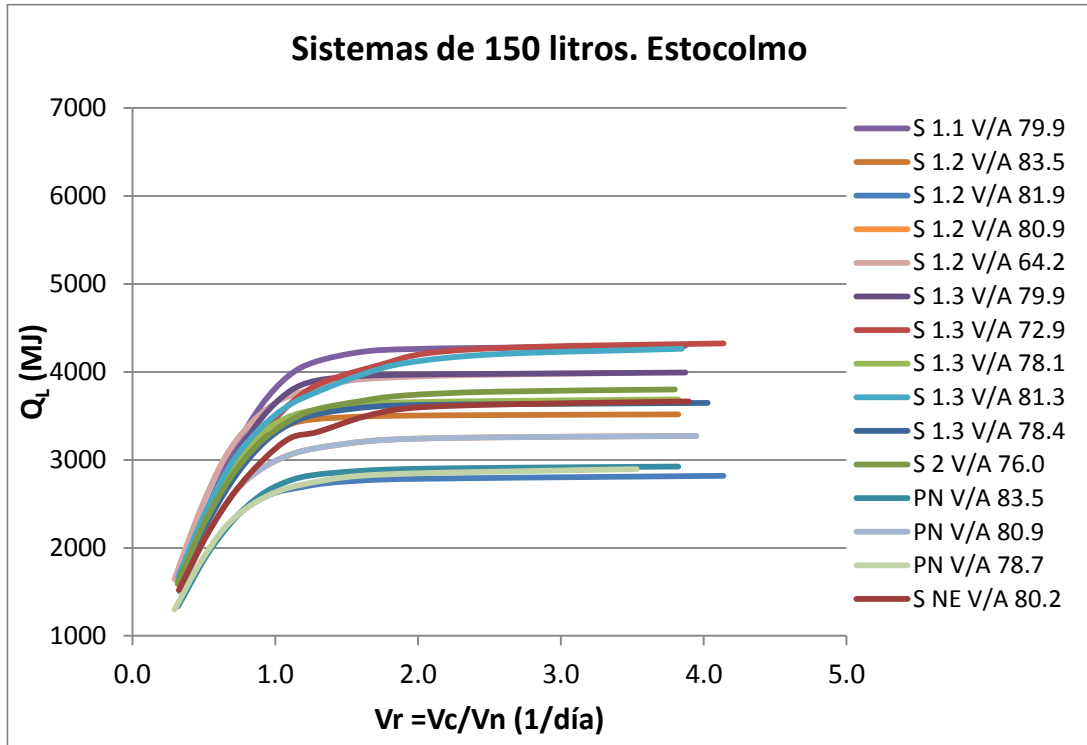


Figura 8-5. . Energía producida por cada sistema de 150l en Estocolmo.



8.1.1.2.2 Equipos de 300l

Figura 8-7. Energía producida por cada sistema de 300l en Atenas.

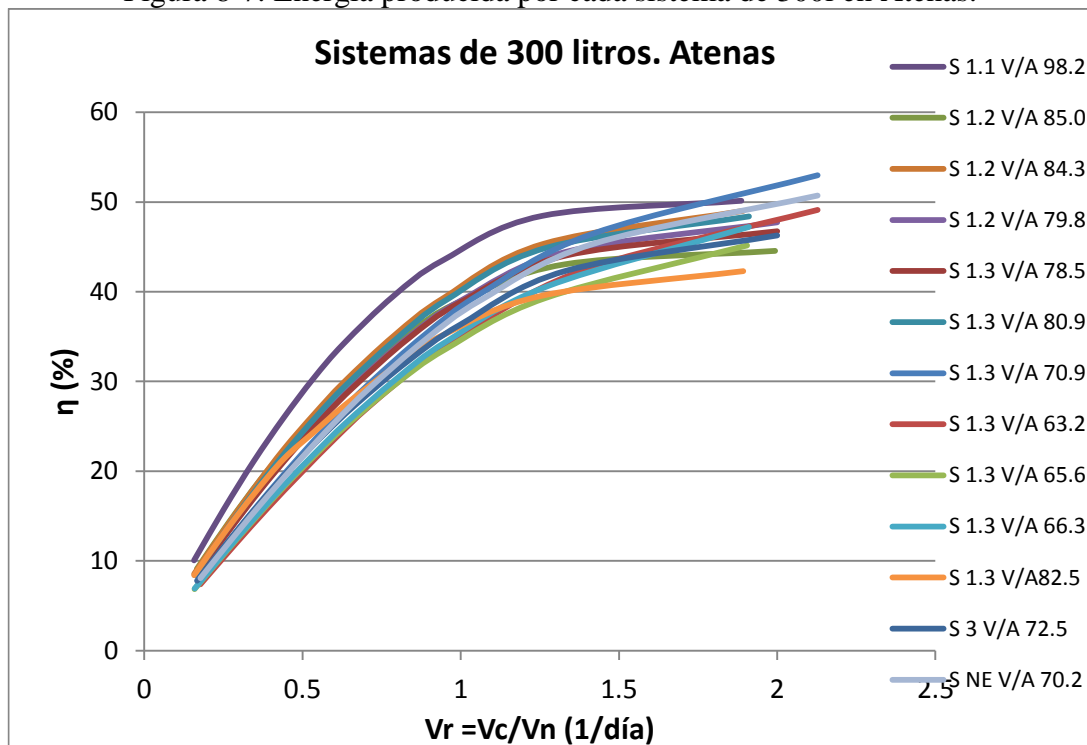


Figura 8-8. Energía producida por cada sistema de 300l en Davos.

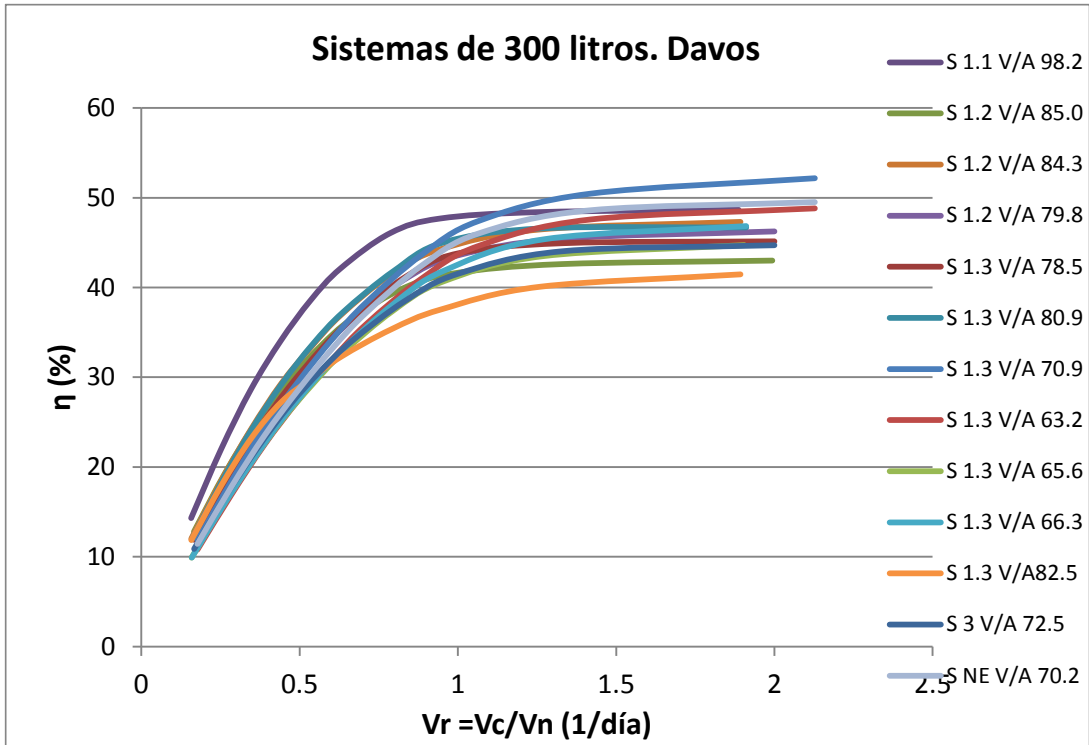


Figura 8-9. Energía producida por cada sistema de 300l en Wurzburgo.

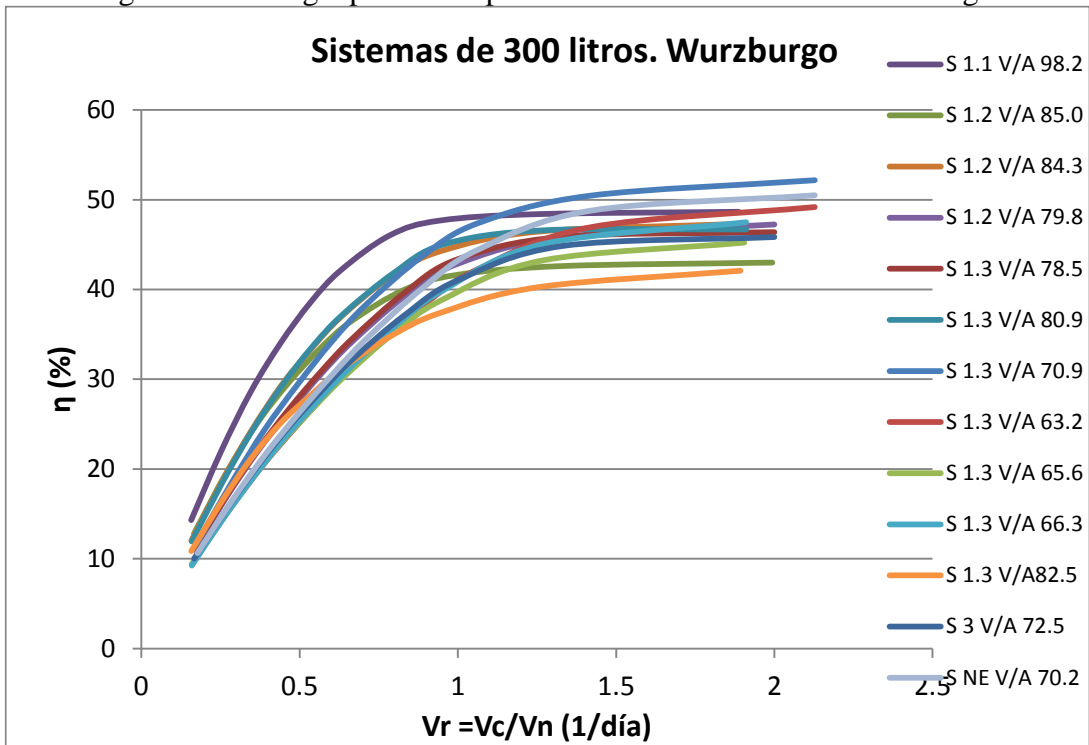
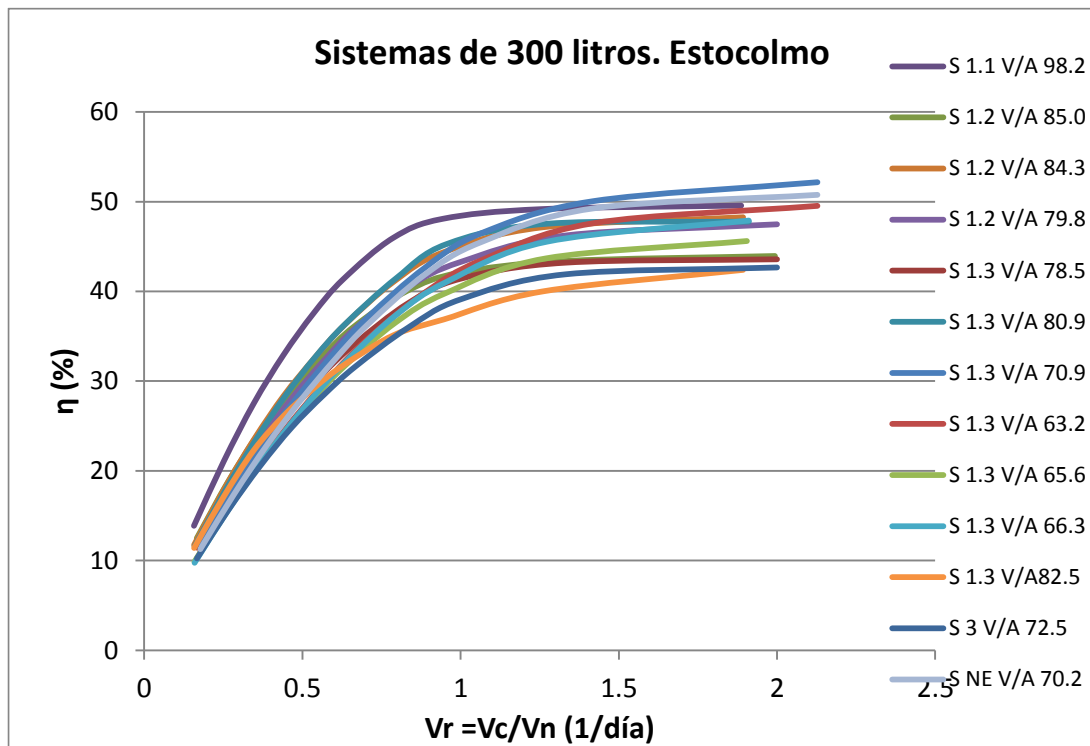


Figura 8-10. Energía producida por cada sistema de 300l en Estocolmo.



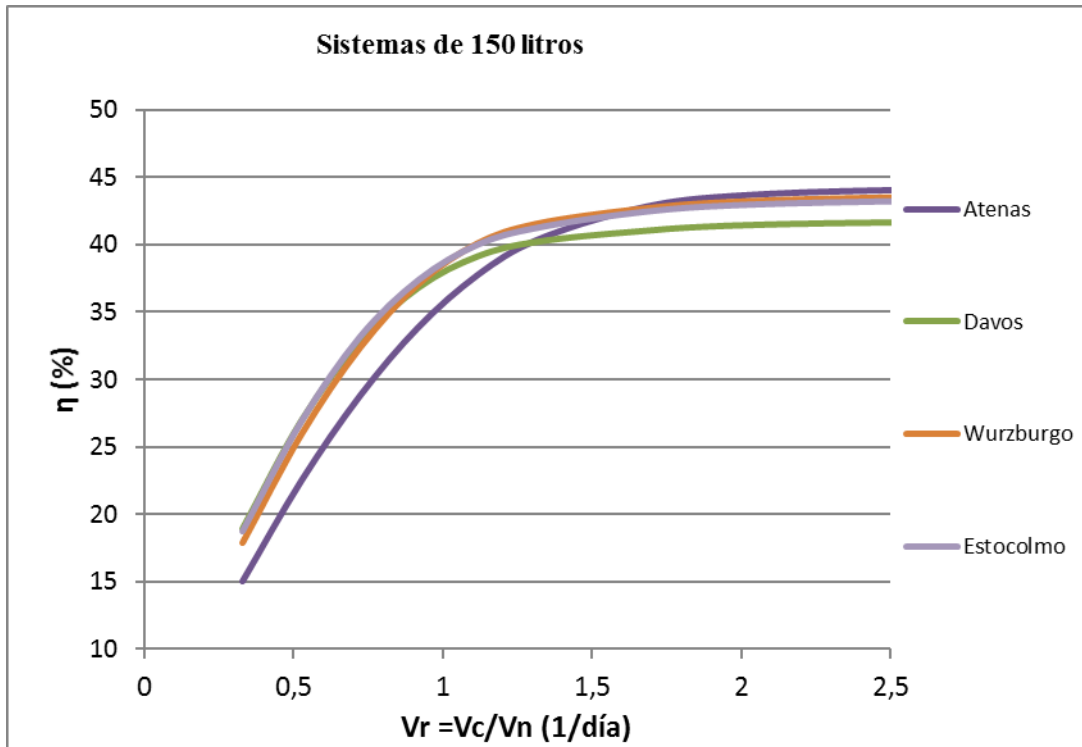
8.1.2 Rendimiento

8.1.2.1 Rendimiento medio en cada localidad

8.1.2.1.1 Equipos de 150l

La Figura 8-11 representa las curvas de rendimiento medio para las cuatro ciudades de referencia. Las curvas de Davos, Wurzburg y Estocolmo crecen de manera prácticamente idéntica para V_r menor de 1, mientras que la curva de Atenas lo hace con menor pendiente. Para volúmenes de descarga pequeños, Atenas es el que presenta un menor rendimiento, mientras que Davos y Wurzburg parten prácticamente del mismo valor, y Estocolmo cuenta con el rendimiento es más alto, situación que cambia cuando los volúmenes de descarga superan al volumen de acumulación. Se aprecia como todas las curvas crecen hasta alcanzan un valor constante similar, cercano al 45% a excepción de Davos, cuyo máximo se encuentra cercano al 42%. Esto puede justificarse porque, los valores mostrados en la gráfica hacen referencia a valores medios de todos los equipos, con diferentes características técnicas, y a medida que el V_r es mayor que 1, quiere decir que el depósito se ha vaciado y vuelto a llenar, y dado que la temperatura del agua en Davos es la más fría, pero tiene una radiación muy alta, el rendimiento para demandas altas se ve desfavorecido en comparación con las otras ciudades. Sin embargo, este análisis nos sirve para comprobar que los sistemas funcionarán correctamente en los diferentes escenarios ya que las curvas tienen la misma forma y alcanzan valores muy cercanos.

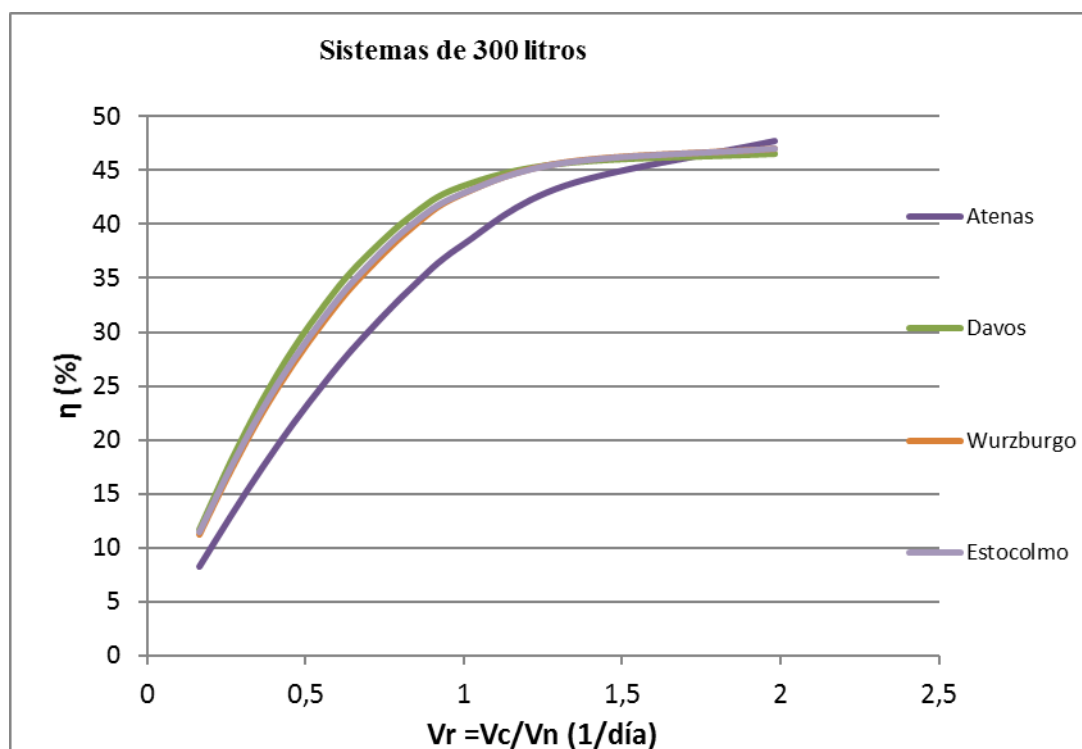
Figura 8-11. Rendimiento medio de los equipos de 150l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.



8.1.2.1.2 Equipos de 300l

Respecto a los equipos de 300l (Figura 8-12), las curvas de Davos, Wurzburg y Estocolmo crecen de manera prácticamente idéntica, mientras que la curva de Atenas lo hace con menor pendiente. Sin embargo, todas siguen un crecimiento similar, siendo aproximadamente lineal hasta alcanzar un determinado valor (37% en caso de Atenas, 43% para las otras tres ciudades) donde el aumento de rendimiento no es tan significativo, considerándose constante. Atenas presenta el menor rendimiento hasta que el volumen de descarga no es casi el doble del volumen de acumulación, debido a que en Atenas la radiación es significativamente mayor que en el resto de las localidades y tal y como se ve en la gráfica de la producción, tarda más que las otras ciudades en alcanzar un valor prácticamente constante. Además, como se ha mencionado con anterioridad, el rendimiento del equipo se ve afectado por la temperatura del agua fría y a la demanda de agua caliente. Conforme va aumentando la demanda de agua caliente, la temperatura del fluido en el interior del depósito disminuye, y lo hará más rápidamente a medida que la temperatura de agua fría al mismo sea menor y en menor medida la temperatura ambiente es menor. En Davos, Wurzburg y Estocolmo, la temperatura ambiente y de agua fría son medias-bajas, mientras que en Atenas son elevadas, por eso las curvas tienen la misma tendencia, pero diferente pendiente.

Figura 8-12. Rendimiento medio de los equipos de 300l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.



8.1.2.2 Desviaciones respecto a los valores medios

En las gráficas se han diferenciado los equipos según su tratamiento superficial y a relación V/A. Puede observarse como en todas las localidades, las curvas poseen la misma tendencia.

Para valores de Vr menores a 1, el tratamiento superficial del absorbedor tiene una influencia en el rendimiento más significativa que la relación V/A, sin embargo, para valores de Vr superiores a 1 esta influencia cambia siendo más relevante el ratio V/A que el tratamiento superficial del absorbedor. Puede observarse como en Atenas este cambio se produce en valores de Vr mayores que en las otras ciudades. La influencia de estas características en el rendimiento afectan a la energía producida y a la fracción solar cubierta.

8.1.2.2.1 Equipos de 150l

Figura 8-13. Rendimiento por cada sistema de 150l en Atenas.

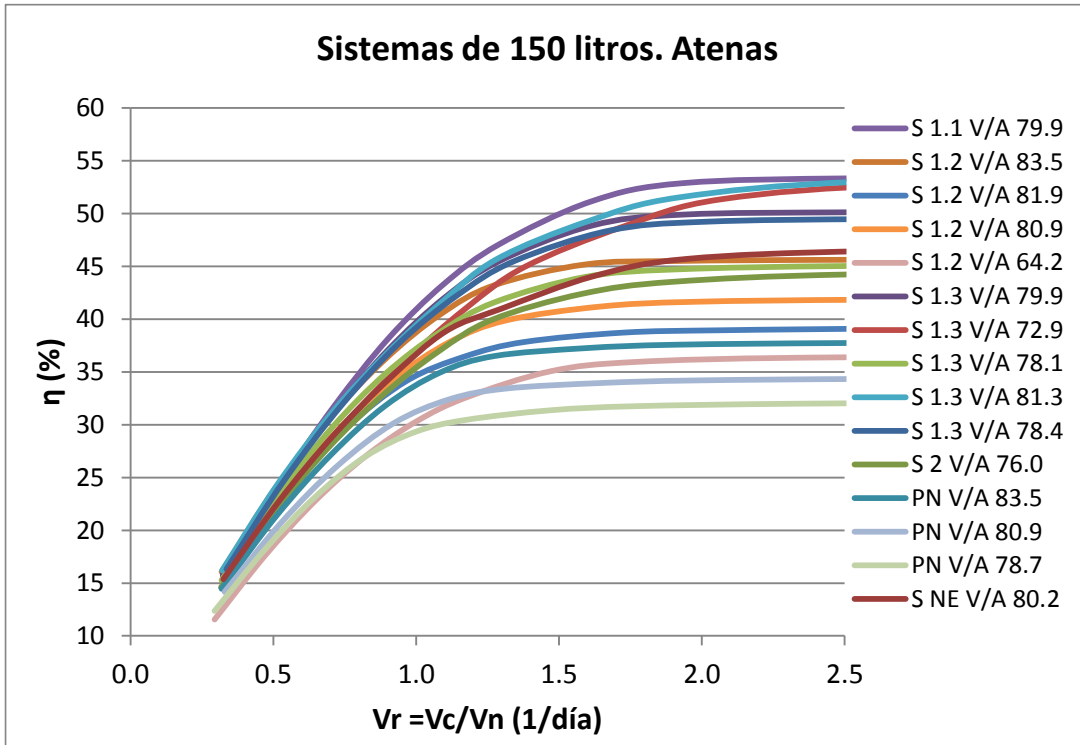


Figura 8-14. Rendimiento por cada sistema de 150l en Davos.

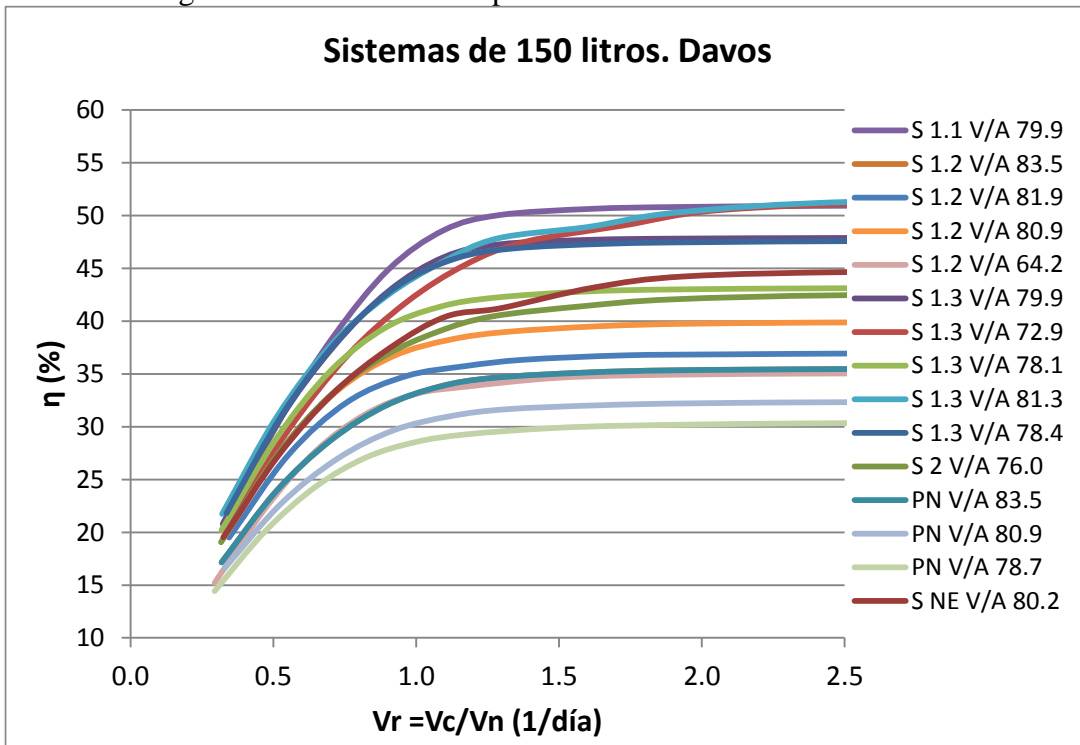


Figura 8-15. Rendimiento por cada sistema de 150l en Wurzburg.

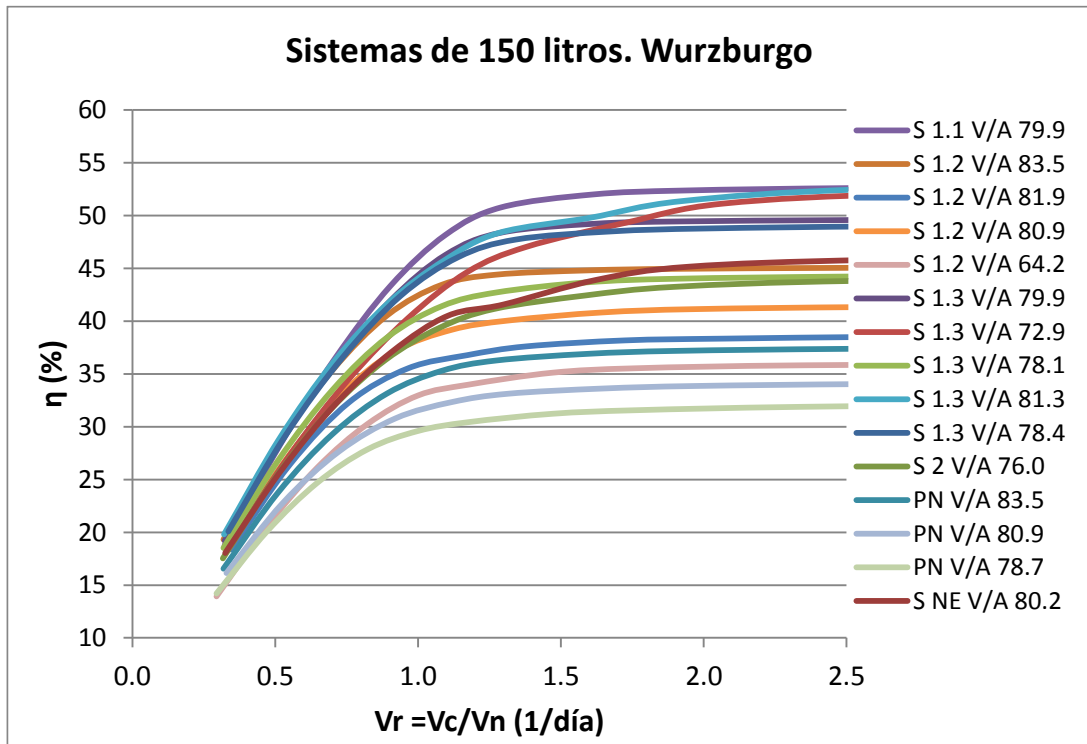
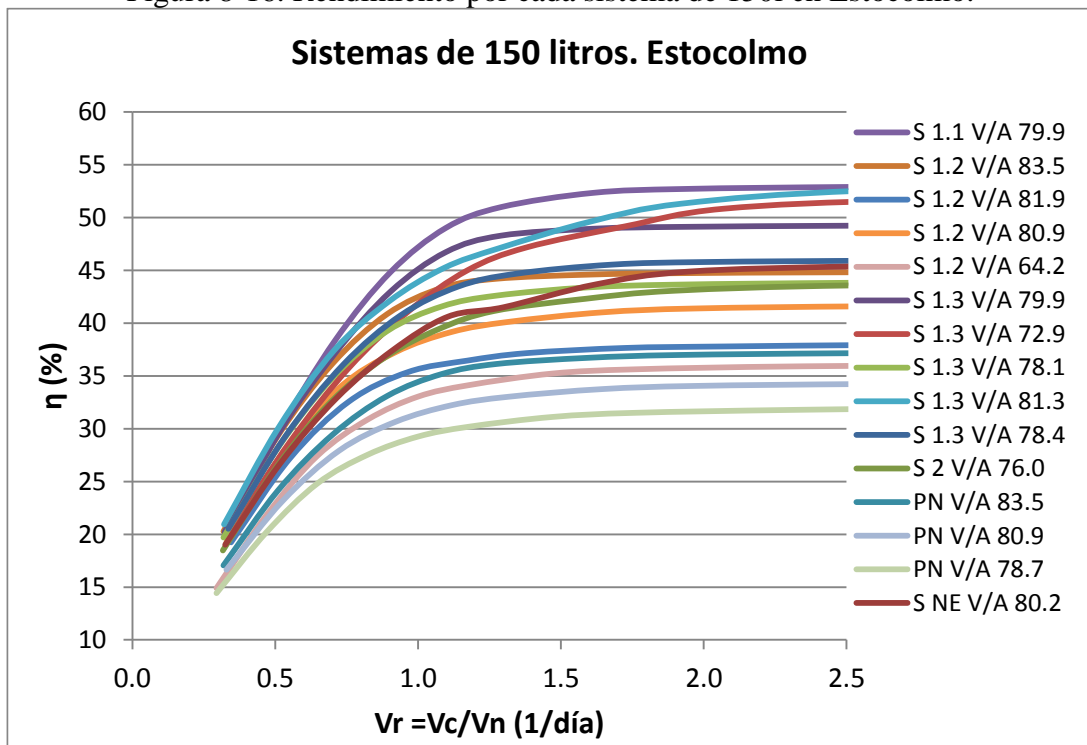


Figura 8-16. Rendimiento por cada sistema de 150l en Estocolmo.



8.1.2.2.2 Equipos de 300l

Figura 8-17. Rendimiento por cada sistema de 300l en Atenas.

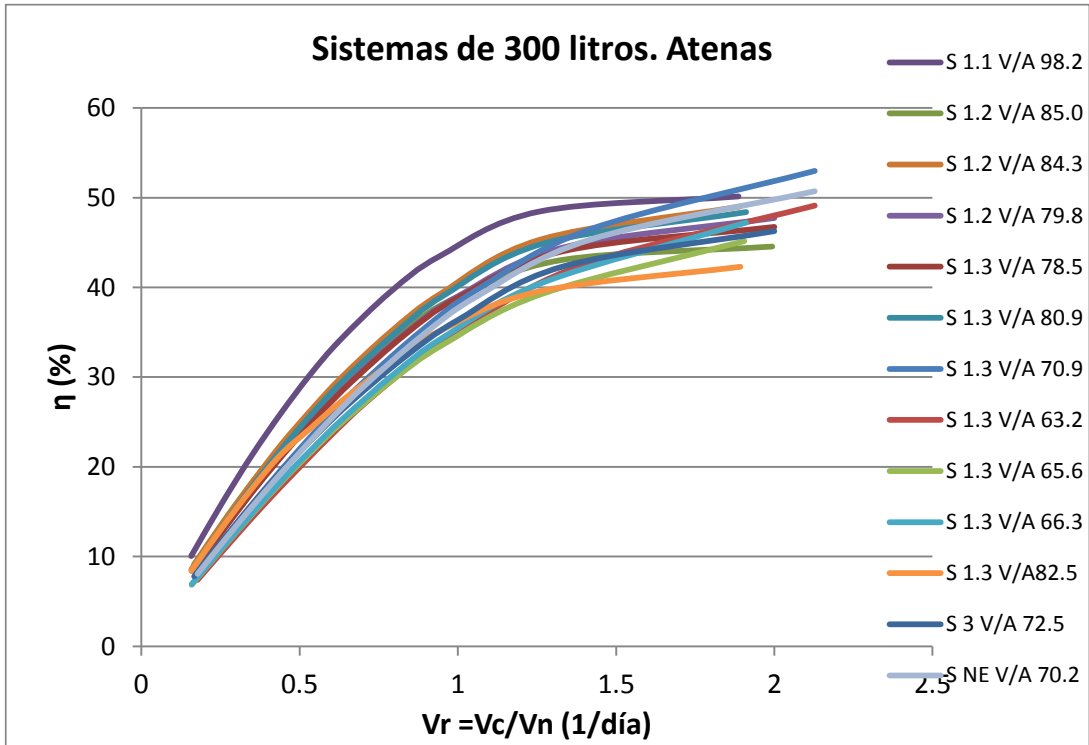


Figura 8-18. Rendimiento por cada sistema de 300l en Davos.

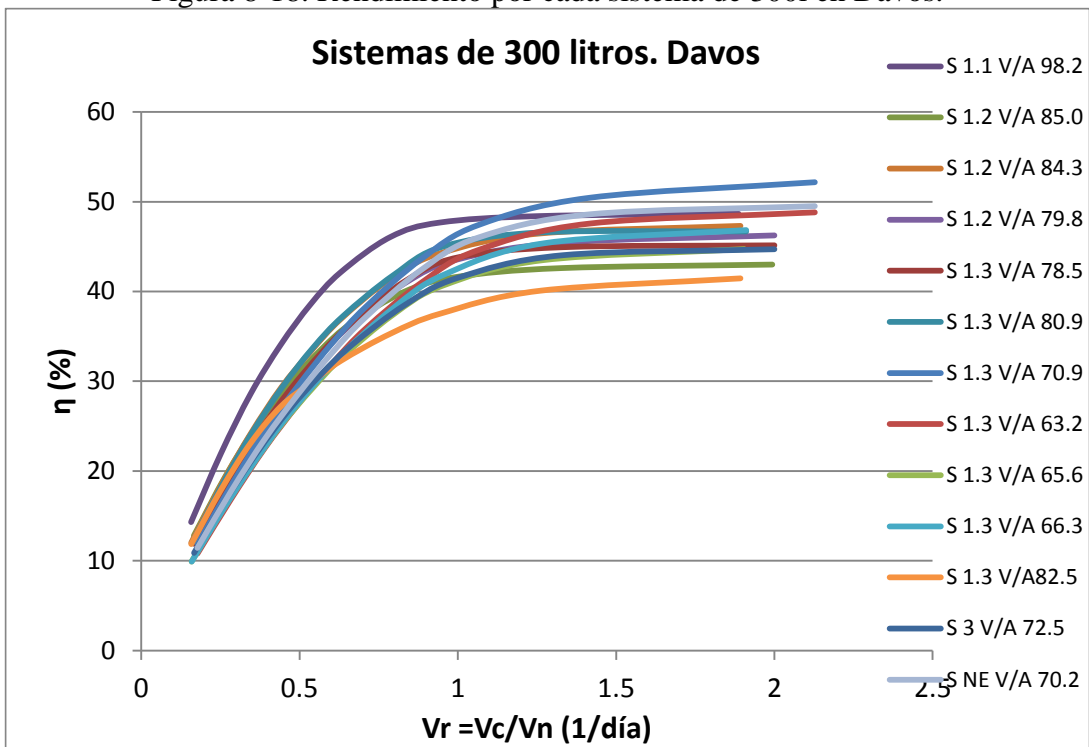


Figura 8-19. Rendimiento por cada sistema de 150l en Wurzburg.

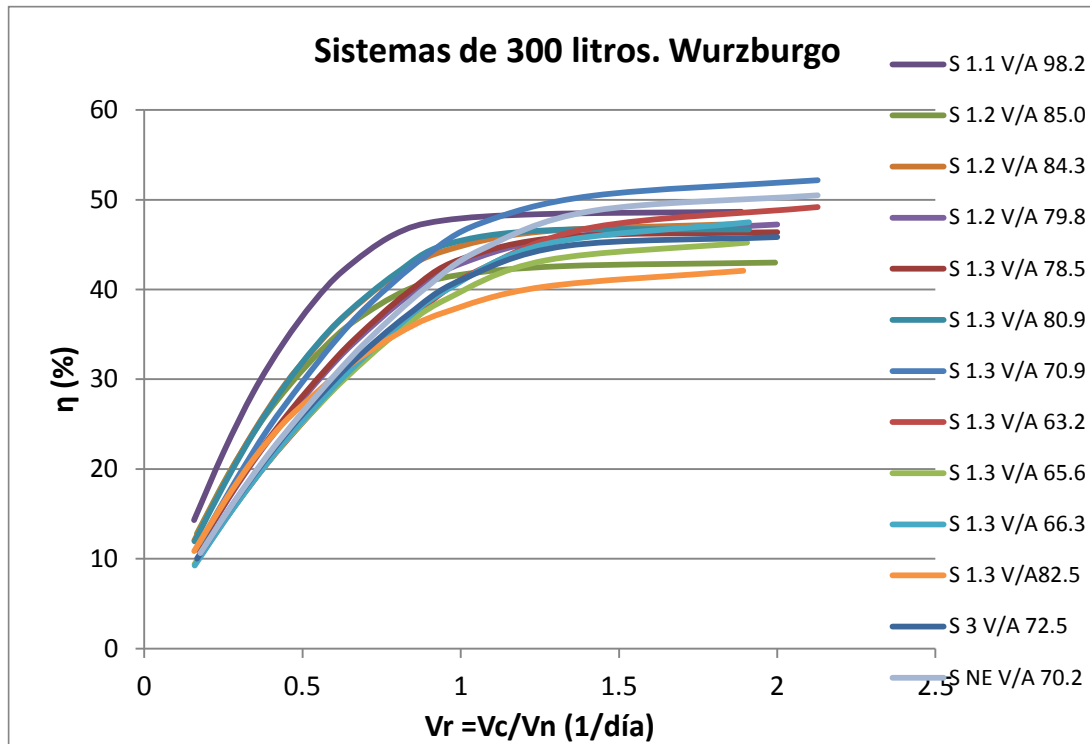
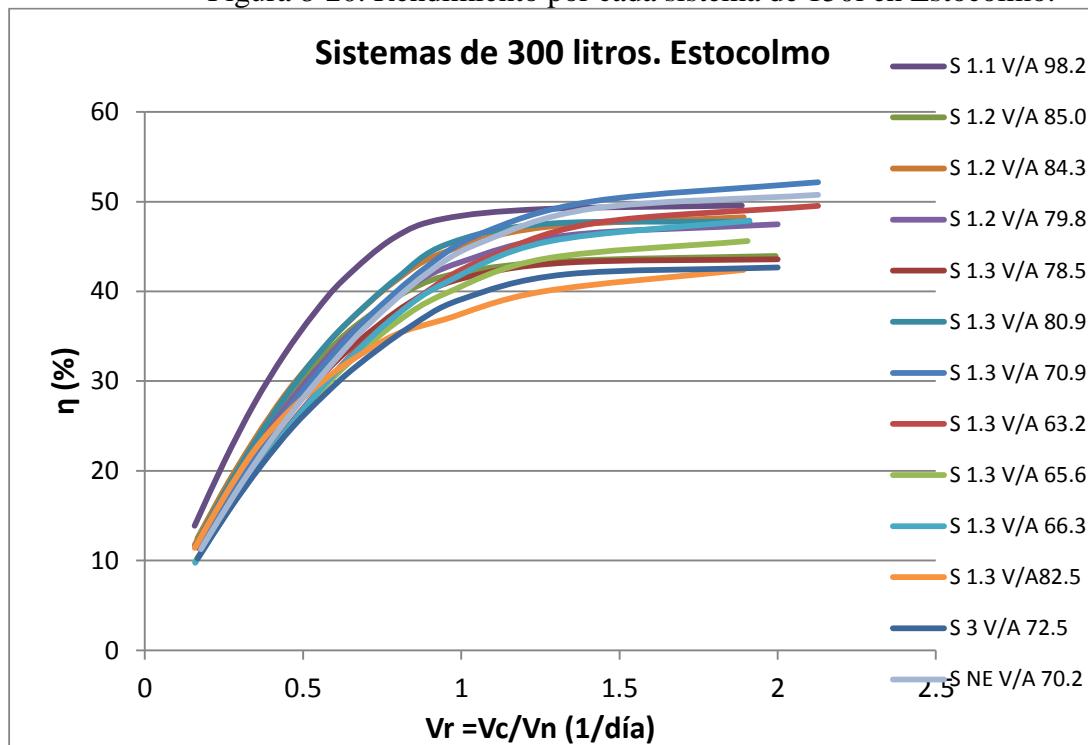


Figura 8-20. Rendimiento por cada sistema de 150l en Estocolmo.



8.1.3 Factor solar

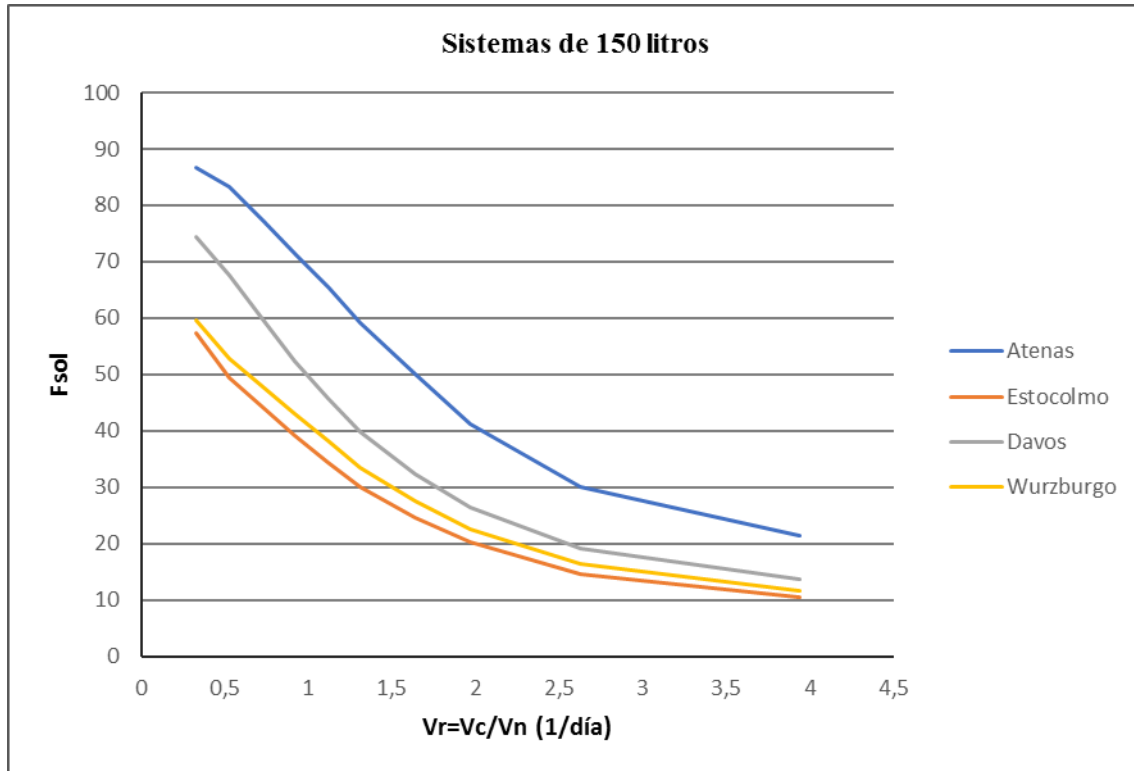
8.1.3.1 Factor solar medio en cada localidad

8.1.3.1.1 Equipos de 150l

En cuanto a la fracción solar, en la Figura 8-21 podemos observar como decrece el valor de este parámetro conforme aumenta V_r . En los climas de Estocolmo y Wurzburg no alcanzan ni el 60% en ningún momento, y llegan a valores cercanos al 10%. En Atenas, pueden alcanzarse casi el 90% cuando V_r es pequeña, pero conforme aumenta, el f_{sol} se reduce hasta casi un 20%. En el caso de Davos, el f_{sol} decae de poco más del 70% a casi un 10%. Esto se debe a que se han

considerado V_r mayores, lo que indica que la renovación del agua del depósito se realiza más veces, afectando a la diferencia de temperaturas del depósito y, por tanto, a la energía producida, alejando el valor de ésta al de la energía demandada.

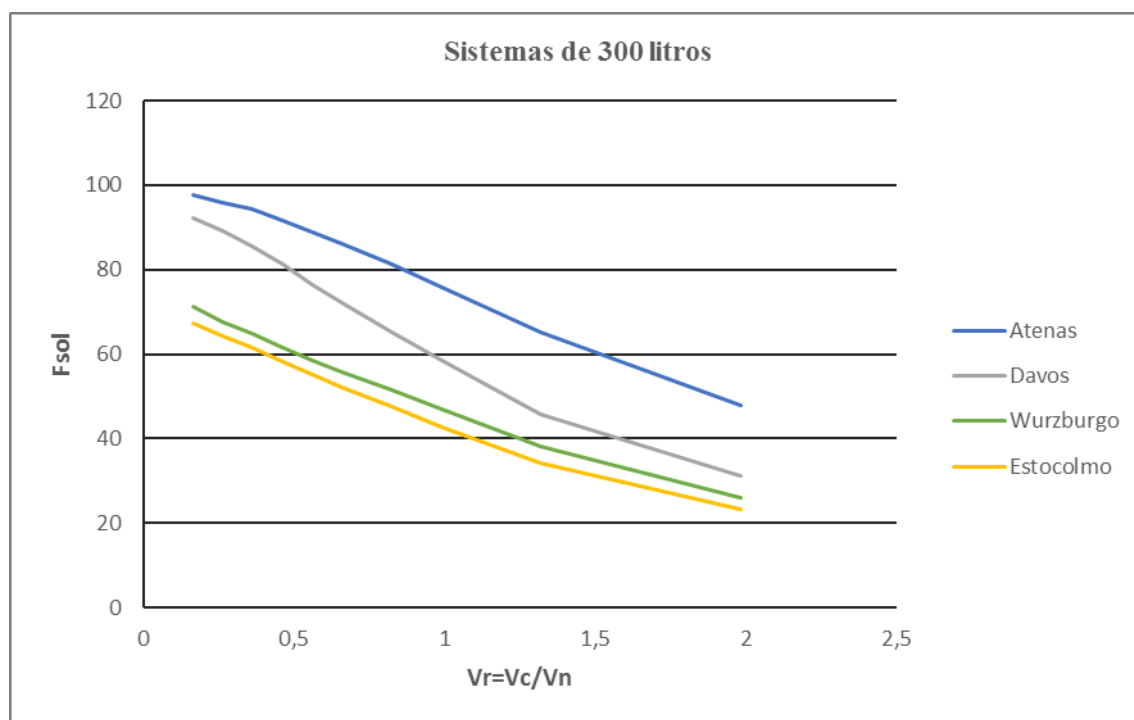
Figura 8-21. Fracción solar media de los equipos de 150l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.



8.1.3.1.2 Equipos de 300l

En los equipos de 300l (Figura 8-22), para los climas de Atenas y Davos, es posible conseguir valores superiores al 80%, mientras que en localidades como Wurzburg y Estocolmo resulta imposible. Destacar, además, como en lugares donde la temperatura ambiente y del agua son más frías (Davos, Wurzburg y Estocolmo), la pendiente de la curva es más pronunciada, con un valor final tres veces inferior al inicial, mientras que en Atenas, la caída es más suave. Podemos explicar este hecho, debido a que, para un volumen de extracción superior al volumen del depósito, la diferencia de temperatura en el depósito no es tan notable (debido al vaciado y llenado del mismo), por lo que los valores de la energía producida y demandada se van alejando, provocando fracciones solares más pequeñas.

Figura 8-22. Fracción solar media de los equipos de 300l para distintos caudales de descarga en cada localidad de referencia.



8.1.3.2 Desviaciones respecto a los valores mínimos

Las curvas de la fracción solar son decrecientes a medida que el V_r aumenta, debido a que a medida que el volumen de carga es mayor que el volumen nominal, aumenta la diferencia entre la energía producida y la energía demandada. Al igual que pasaba con las curvas de la energía producida, para valores de V_r inferiores de 0,5 estas curvas se encuentran más unidas, disgregándose a medida que crece V_r . Se observa como en las localidades como Atenas y Davos, la fracción solar supera el 90%, mientras que en Wurzburg y Estocolmo no se alcanza nunca el 80%. En los valores mínimos también encontramos también se aprecian grandes diferencias, en climas como Atenas la fracción solar apenas baja del 40% en ningún caso, mientras que en los otros tres climas los valores son cercanos al 20%.

8.1.3.2.1 Equipos de 150l

Figura 8-23. Fracción solar de cada sistema de 150l en Atenas.

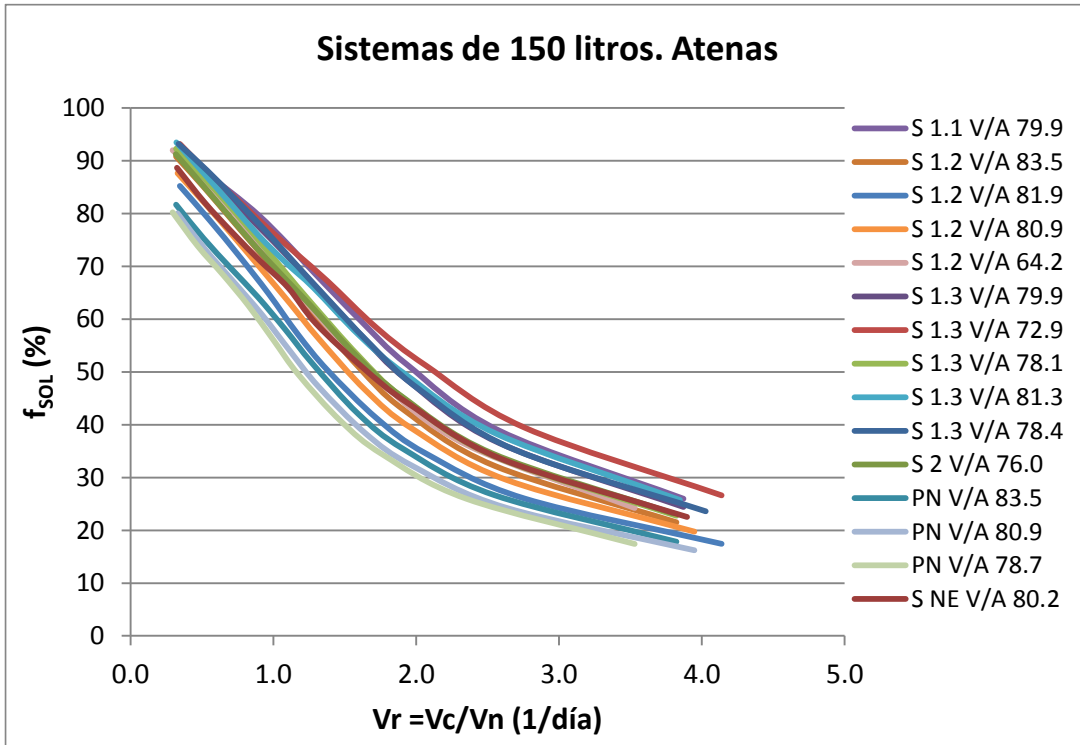


Figura 8-24. Fracción solar de cada sistema de 150l en Davos.

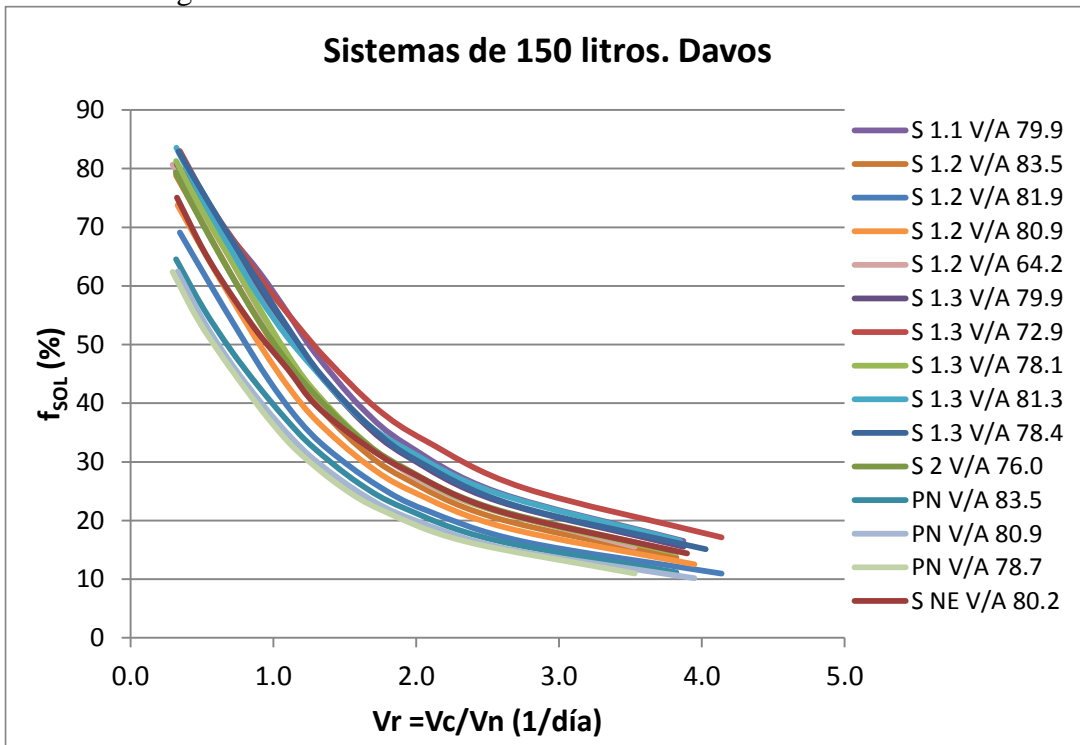


Figura 8-25. Fracción solar de cada sistema de 150l en Wurzburg.

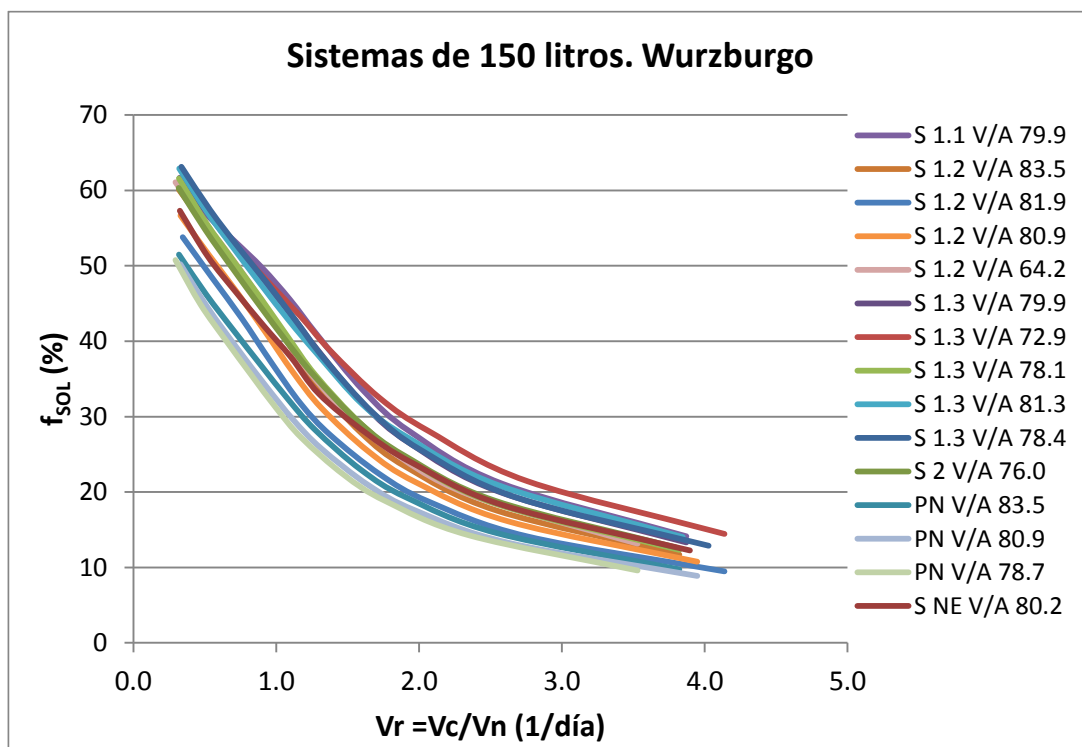
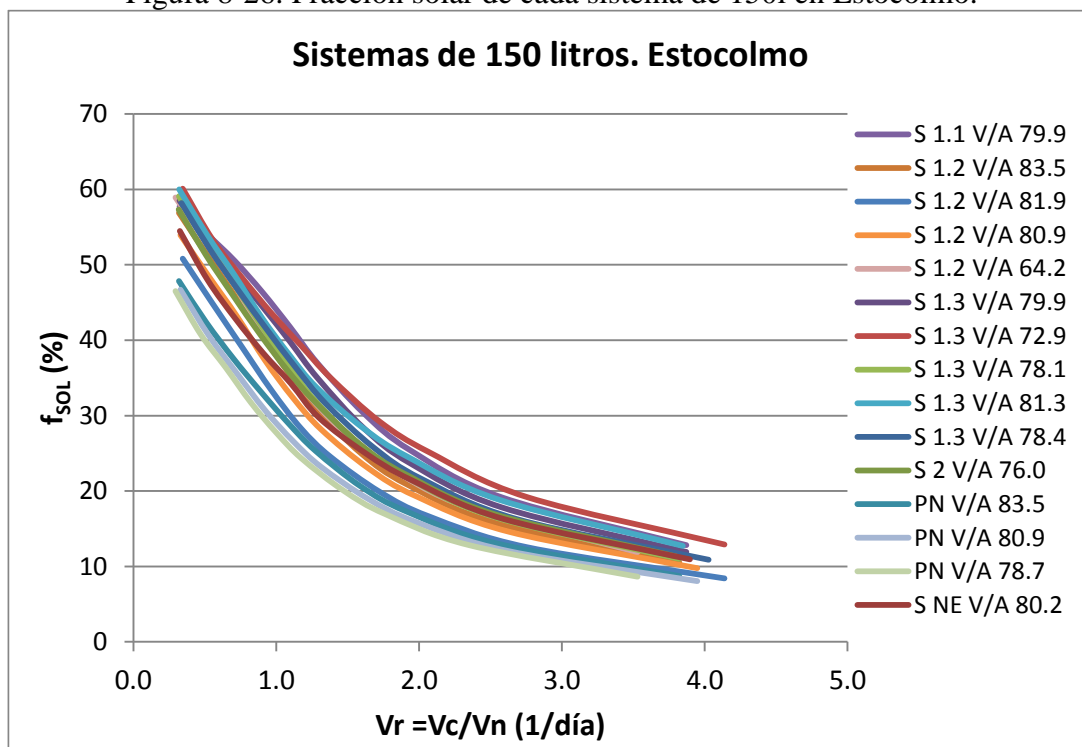


Figura 8-26. Fracción solar de cada sistema de 150l en Estocolmo.



8.1.3.2.2 Equipos de 300l

Figura 8-27. Fracción solar de cada sistema de 300l en Atenas.

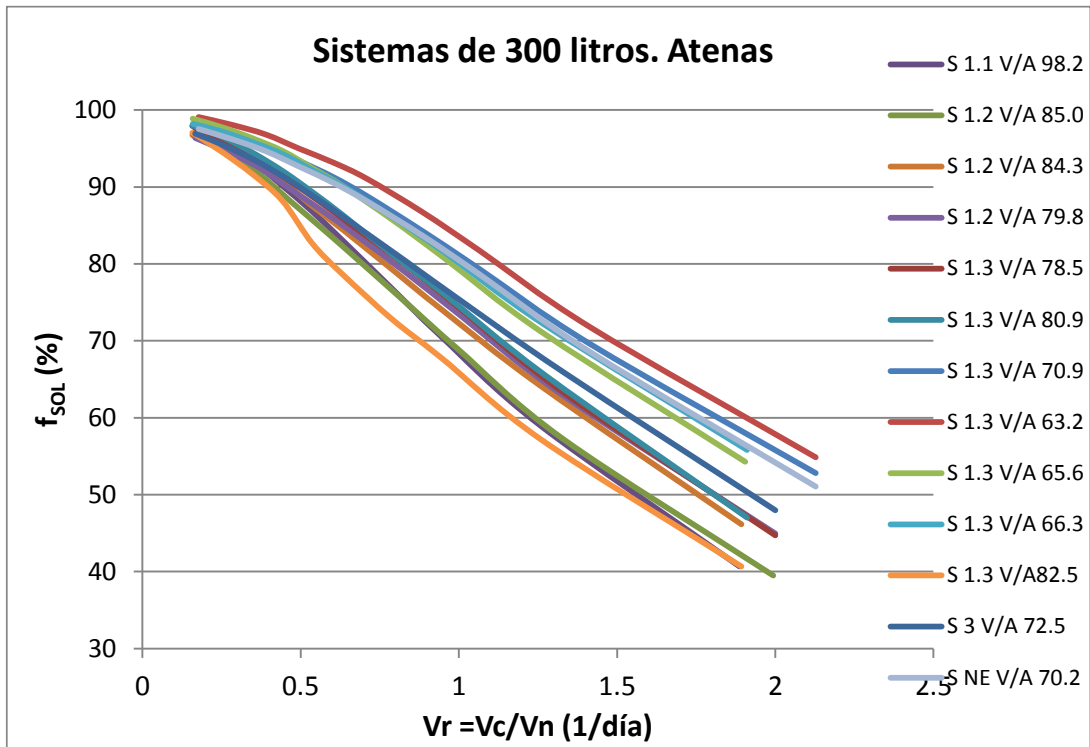


Figura 8-28. Fracción solar de cada sistema de 300l en Davos.

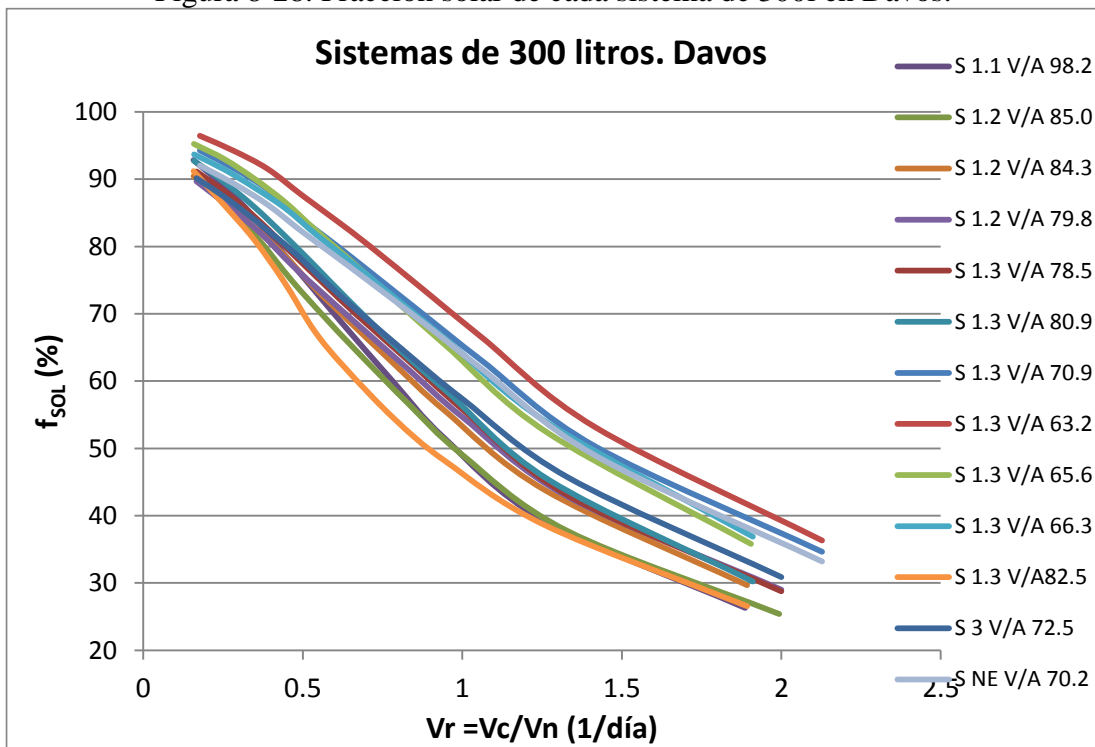


Figura 8-29. Fracción solar de cada sistema de 300l en Wurzburg.

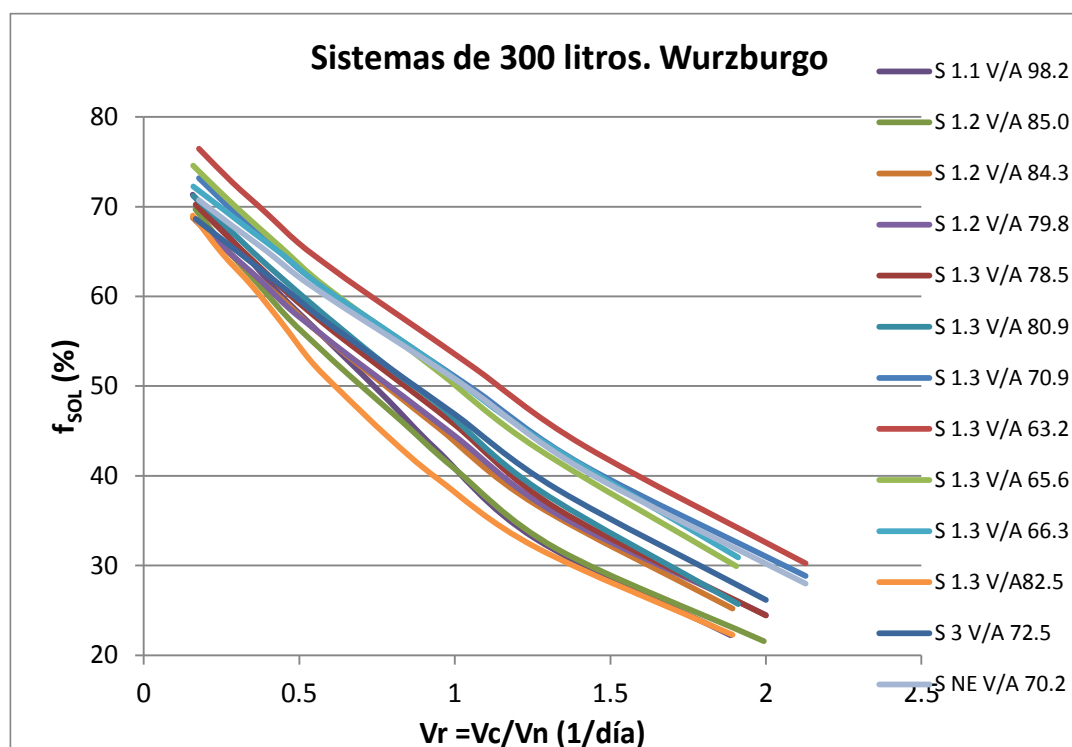
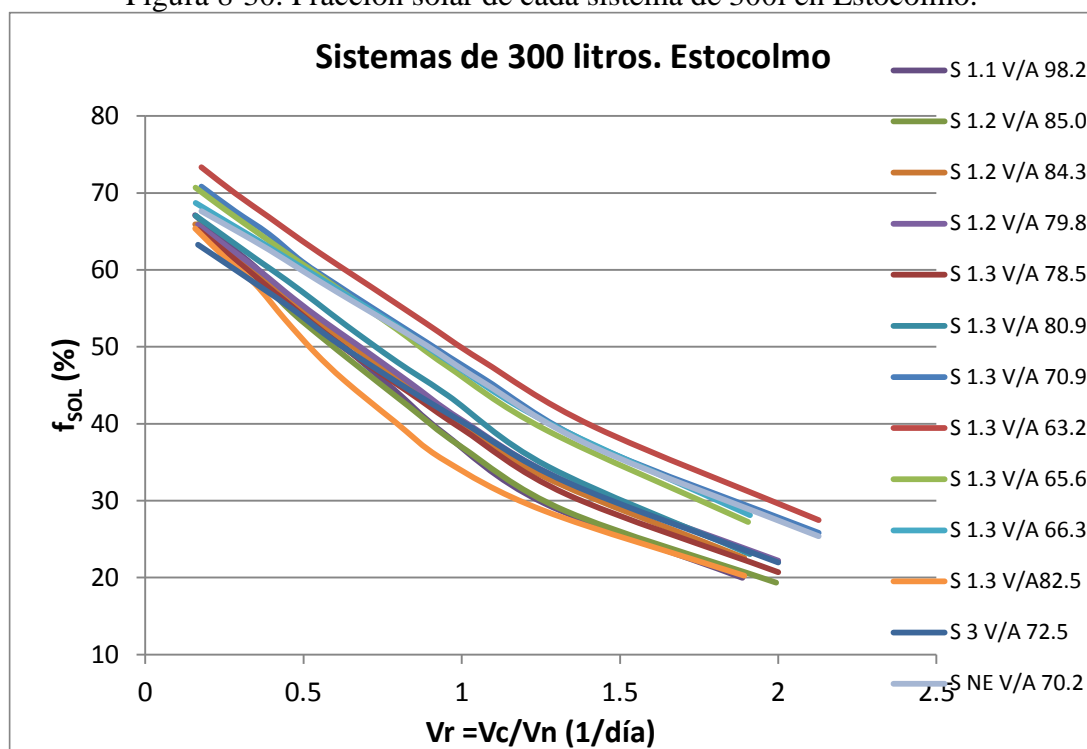


Figura 8-30. Fracción solar de cada sistema de 300l en Estocolmo.



8.1.4 Conclusiones

Desde el punto de vista energético, ambiental y económico, los equipos prefabricados de 150l deberían dimensionarse para un valor de V_r superior a 1. Del orden de 1.5 para climas como Atenas, 1.4 para Davos, 1.2 para Wurzburg y 1.1 para Estocolmo. Esto da lugar a fracciones solares cubiertas del orden del 60%, 45%, 43% y 42% respectivamente y a rendimientos medios de los equipos del 45% en todas las localidades analizadas, muy cerca de los máximos.

El dimensionado de los equipos prefabricados de 150l, debería hacerse también para valores de V_r superiores a 1. Del orden de 1.6 para Atenas, 1.3 para Davos, 1.1 para Wurzburg y 1.2 para

Estocolmo. De esta manera, conseguimos un rendimiento medio del 40% y unas fracciones solares de 50%, 40%, 38% y 32% para Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo, respectivamente.

8.2 Comportamiento mensual

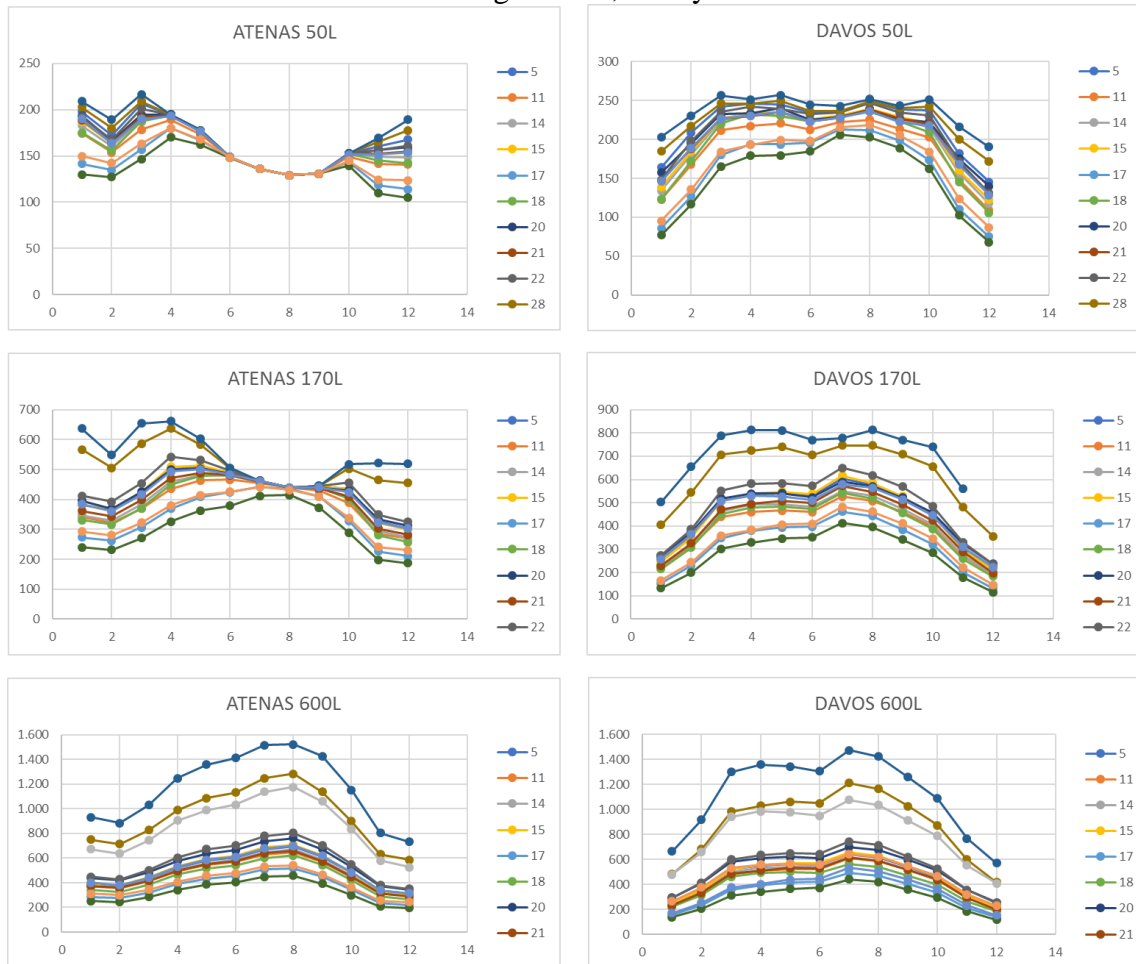
En este apartado se ha estudiado el comportamiento mensual de cada sistema en los distintos escenarios planteados con el fin de comparar los equipos y encontrar el más adecuado para cada clima. Para obtener los datos se han utilizado los parámetros experimentales de la Norma, detallados en el capítulo 4.

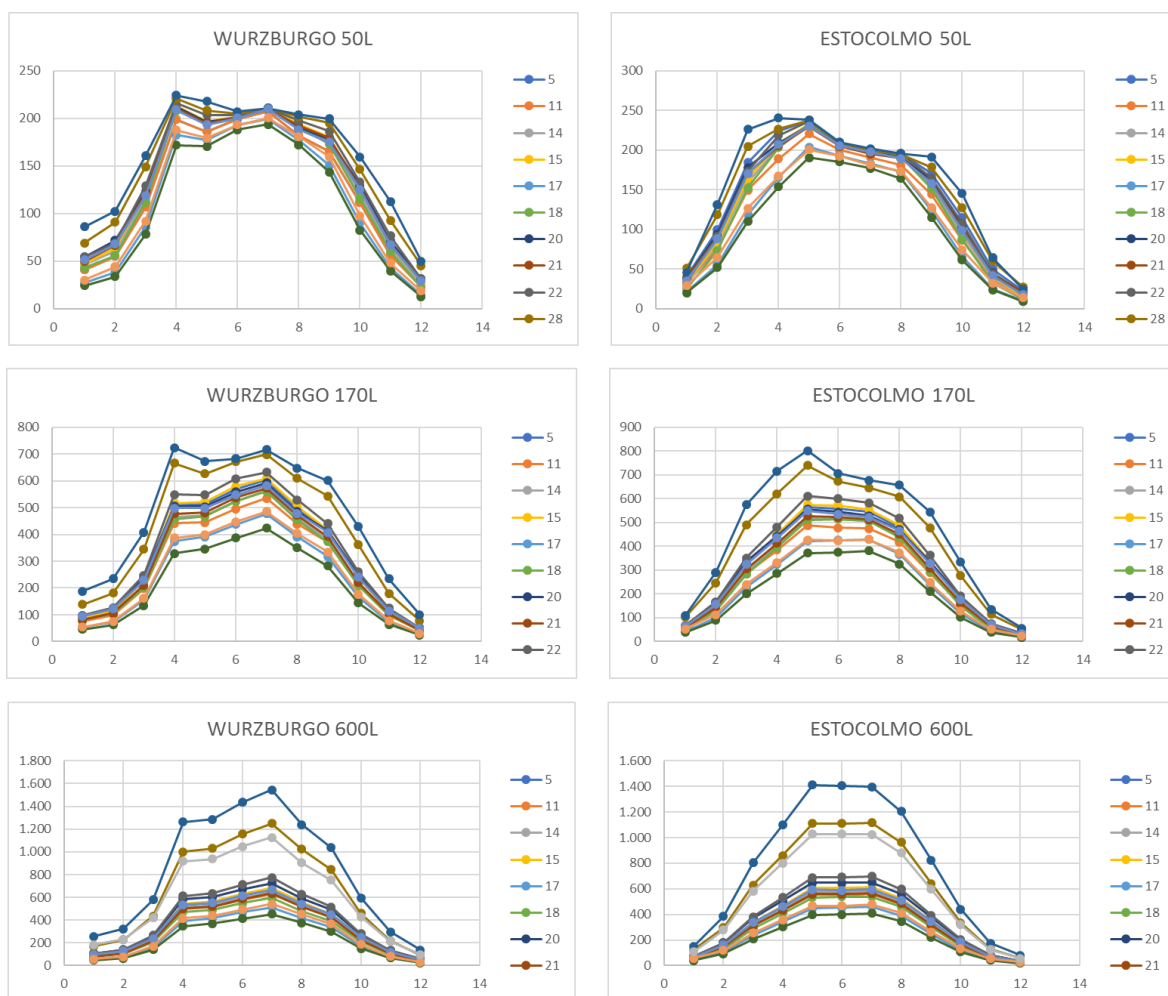
Al igual que en el caso anterior, se han distinguido según la capacidad del acumulador, en grupos de equipos de 150l y 300l. Luego, se han diferenciado según el tratamiento selectivo del captador, según el aislante empleado en el acumulador y según el perfil. Al igual que en el análisis anual, y tal y como exige la Norma, los sistemas se han evaluado para diferentes caudales de descarga: 50l, 80l, 110l, 140l, 170l, 200l, 250l, 300l, 400l y 600l.

8.2.1 Energía producida

En la Figura 8-31, se muestran las curvas para los caudales de 50l, 170l y 600l, para ver la progresión de las mismas, dado que a pequeños caudales de descarga, el comportamiento de los equipos es muy similar, aumentando la diferencia de producción a medida que se incrementa el caudal. Por ello, las gráficas finales que se muestran en este análisis corresponden a un volumen de descarga de 600l, dado que se ve hace más evidente que sistema trabaja mejor.

Figura 8-31. Energía mensual producida por cada sistema en las cuatro localidades para caudales de descarga de 50l, 170l y 600l.

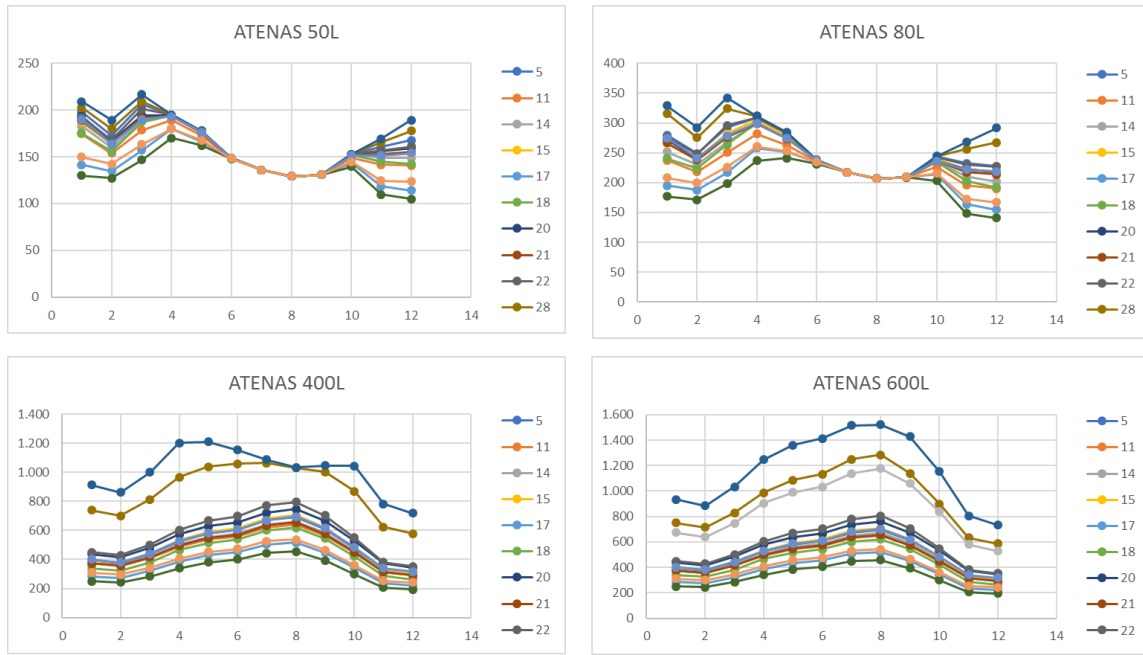




Tal y como se aprecia en las gráficas de arriba, el comportamiento de algunos sistemas presenta anomalías respecto a los otros. Esto se debe a que el ensayo no se ha realizado adecuadamente, ya sea por algún problema meteorológico o técnico. Esto ha sucedido con los equipos 28, 30 y 35, en los sistemas de 150l, y con los equipos 27, 29 y 31, en los sistemas de 300l. Estos equipos se han obviado durante el análisis desarrollado a continuación.

Comentar, además, el cambio de curva que experimentan los equipos en Atenas (Figura 8-32), sufriendo a pequeños caudales una bajada de producción durante los meses Abril y Octubre, mientras que a grandes caudales, estos meses corresponde a los de máxima producción.

Figura 8-32. Comportamiento mensual de Atenas.



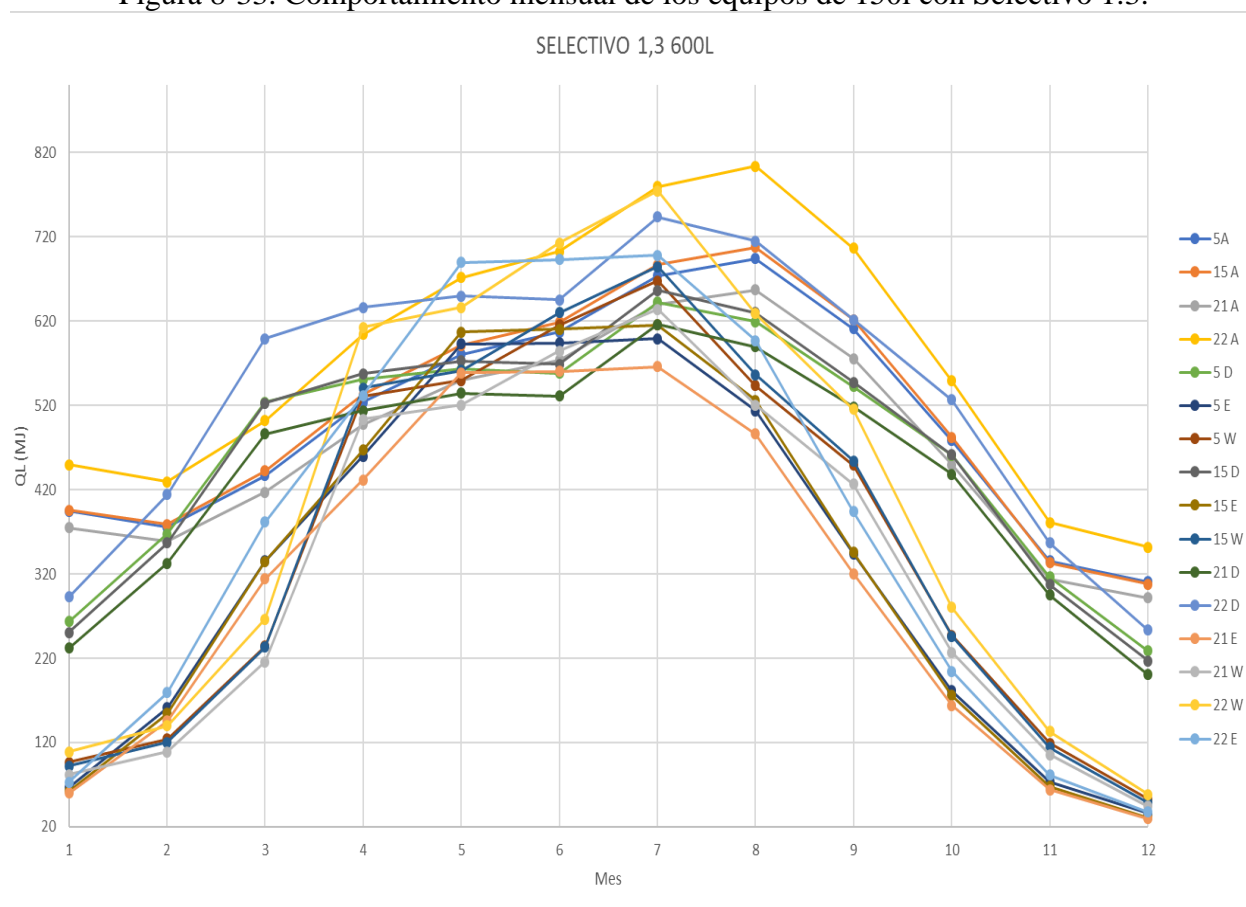
8.2.1.1 Según el tratamiento selectivo del captador

En este apartado, debido a su repetición, hemos diferenciado tres tipos de tratamiento, para los sistemas de 150l, Selectivo 1.3, Selectivo 1.2 y Pintura negra, y sólo Selectivo 1.3 y 1.2 para los de 300l. También se han analizado los equipos en su conjunto, para tener en cuenta aquellos en los que se ha utilizado un tratamiento diferente.

8.2.1.1.1 Equipos de 150l

Comenzaremos por los equipos de 150, con Selectivo 1.3 (Figura 8-33). Con valores máximos de 804,08 MJ en Atenas, 744,00 MJ en Davos, 674,44 MJ en Wurzburg y 698,39 MJ en Estocolmo, el equipo 22 es el que mayor producción consigue, a diferencia del equipo 21, que es el que peor comportamiento presenta. Consultando las características técnicas de los equipos, podemos ver que el 21 es el único que incluye un serpentín en su intercambiador y el que posee un acumulador de menor capacidad entre los cinco analizados, lo que penaliza su comportamiento.

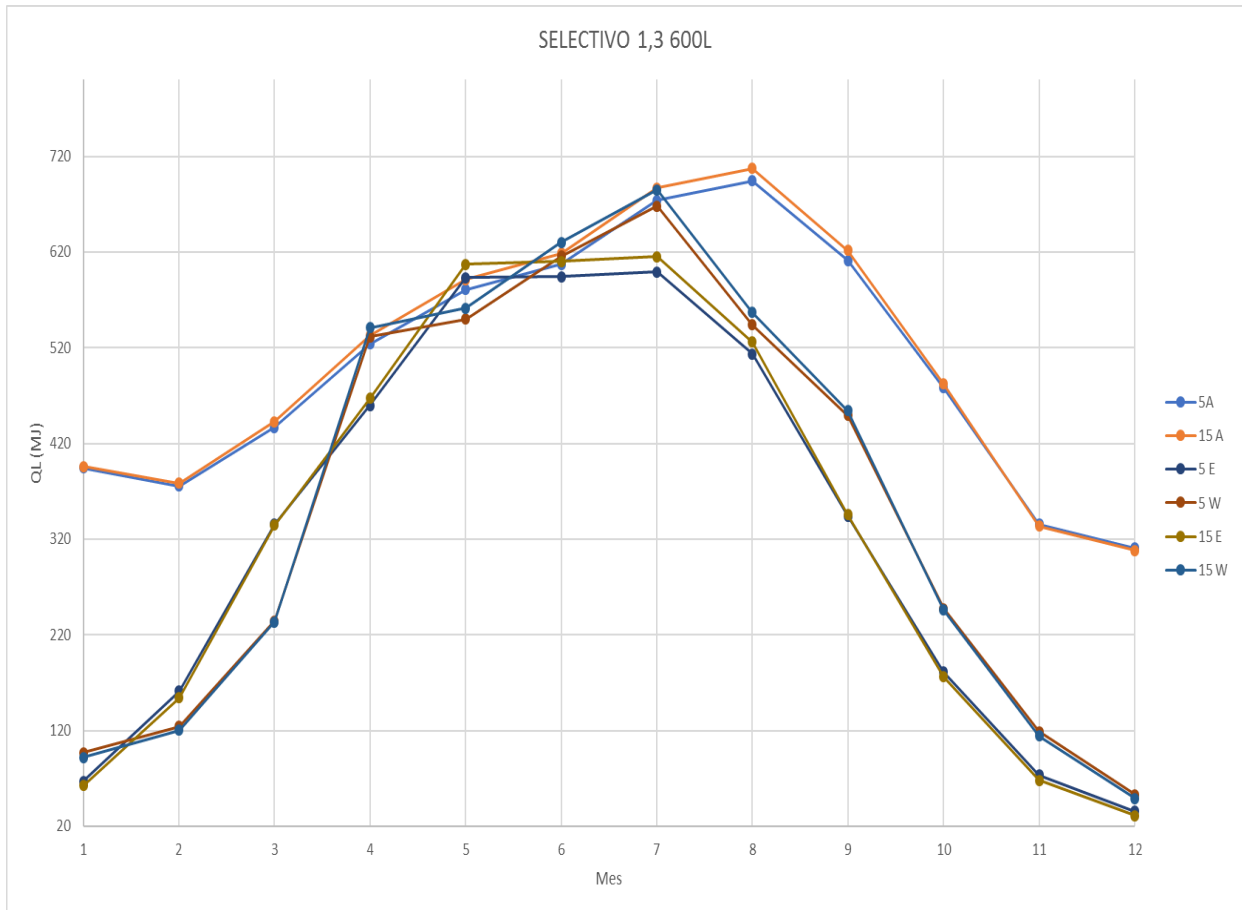
Figura 8-33. Comportamiento mensual de los equipos de 150l con Selectivo 1.3.



En Atenas, Wurzburg y Estocolmo, entre los meses de Enero y Abril, los equipos 5 y 15 presentan un comportamiento prácticamente igual, entre los meses de Abril a Octubre, el equipo 15 produce un poco más que el 5, volviendo a producir lo mismo a final de año.

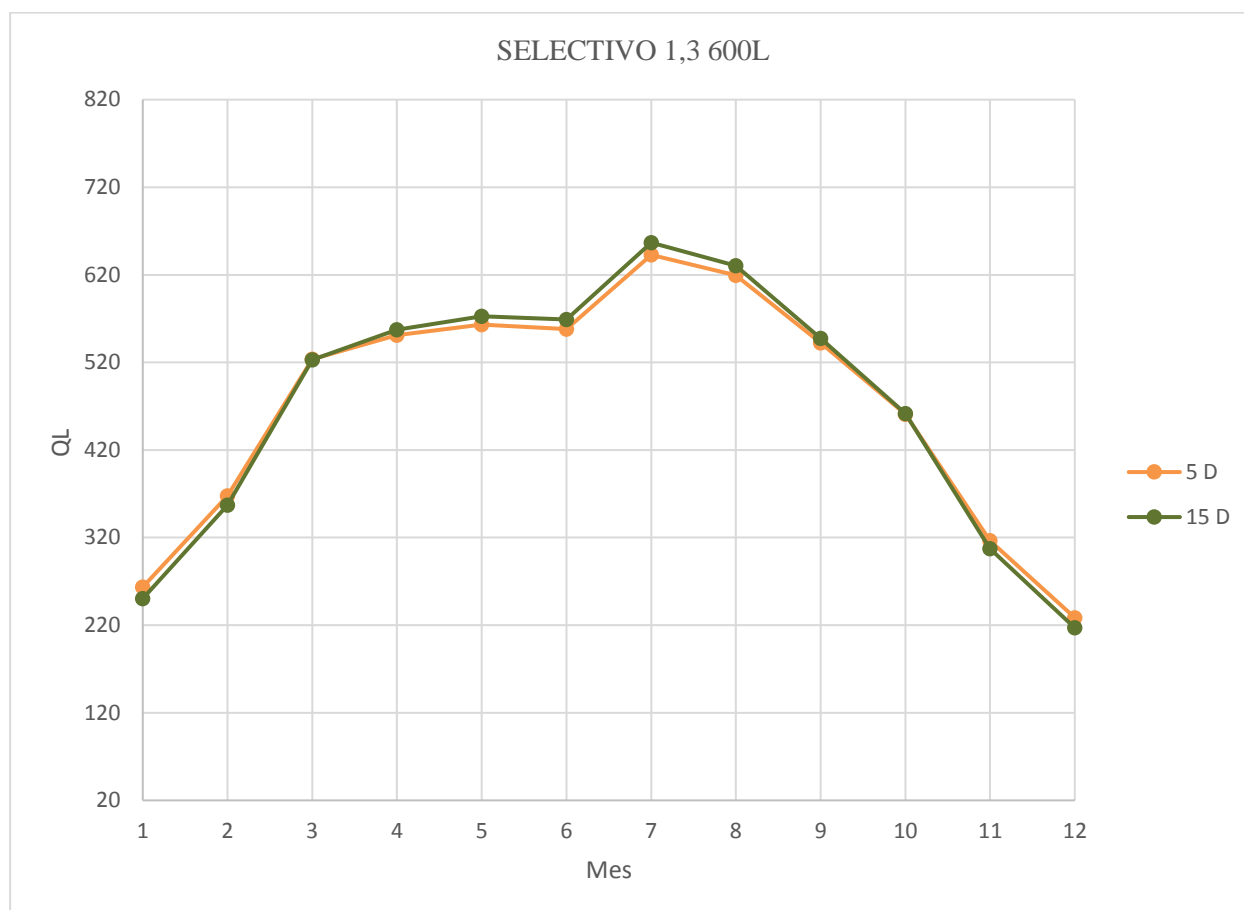
A continuación, en la Figura 8-34, se presentan las gráficas de los tres climas:

Figura 8-34. Comportamiento de los equipos 5 y 15 en las distintas localidades.



En el caso de Davos (Figura 8-35), los sistemas 5 y 15 también tienen un comportamiento muy parecido, pero siendo mejor el del equipo 5 en los meses más fríos (Enero-marzo; Octubre-Diciembre) y el equipo 15 en los meses más cálidos (Marzo-Octubre).

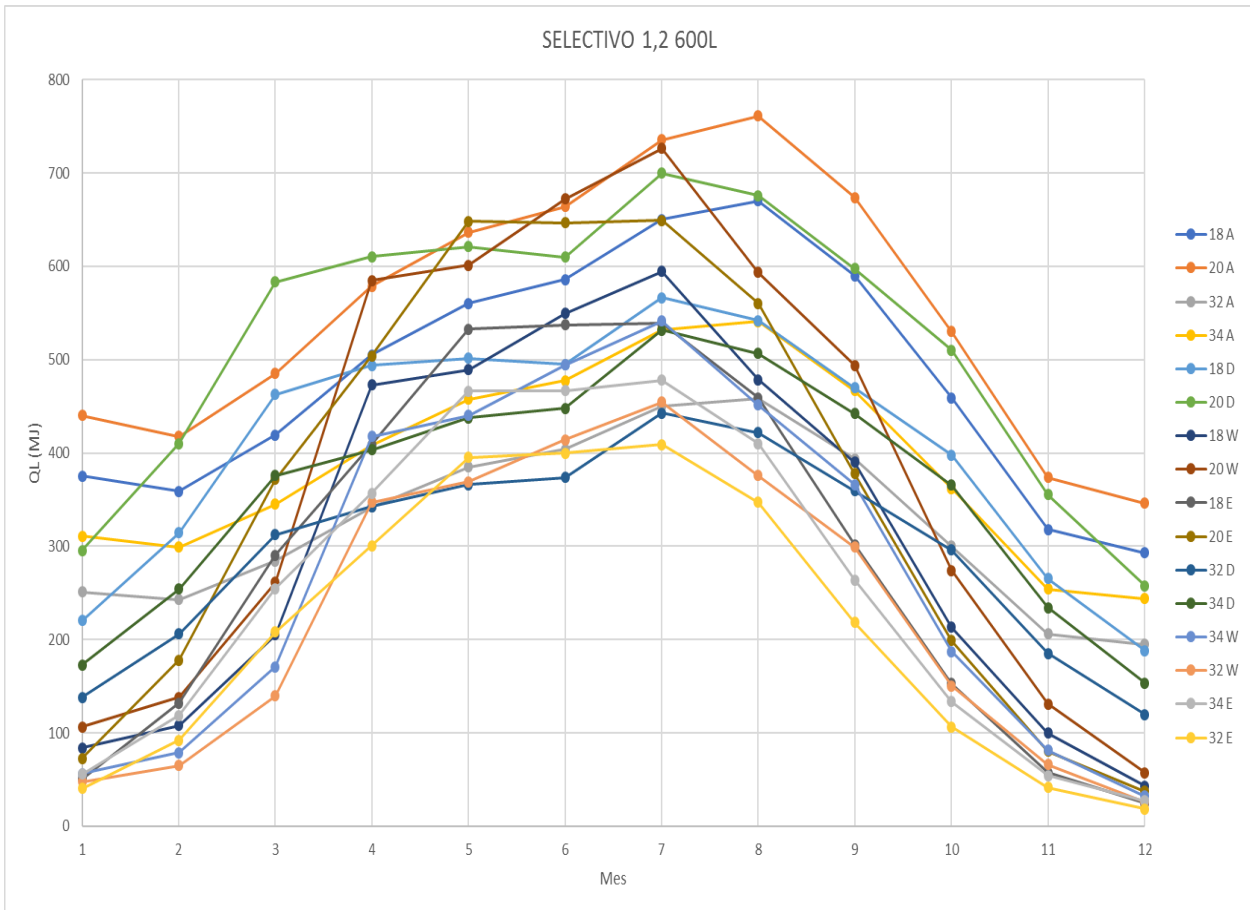
Figura 8-35. Comportamiento de los equipos 5 y 15 en Davos.



Observando sus parámetros constructivos, esto puede deberse al tipo de aislamiento utilizado o al espesor del mismo, siendo Lana de Vidrio de 23 mm para el equipo 5 y Lana de Roca de 40 mm en el caso del 15.

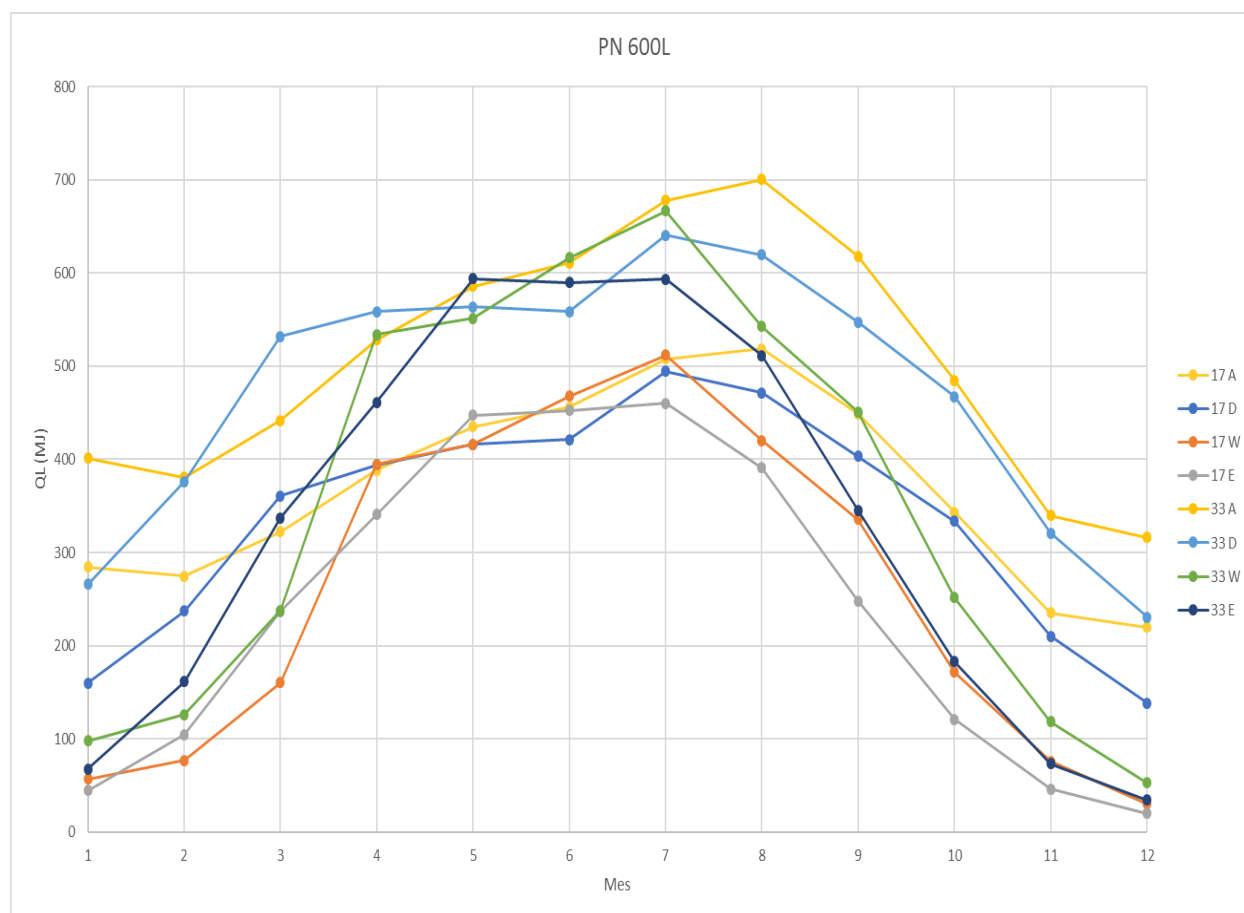
Los equipos con Selectivo 1.2 (Figura 8-36) presentan un comportamiento más parecido, no siendo tan evidente cual es el mejor. A diferencia de los equipos con Selectivo 1.3, la producción en general es menor, no alcanzando en ningún momento ni los 1000MJ. En los cuatro escenarios, el equipo que presenta una mejor producción es el 20, con máximos de 761,32 MJ en Atenas, 699,86 MJ en Davos, 726,61 MJ en Wurzburg y 649,43 MJ en Estocolmo. Le siguen los equipos 18, 34 y 32, siendo este último el que menor producción genera.

Figura 8-36. Comportamiento de los equipos de 150l con Selectivo 1.2.



En los equipos con pintura negra (Figura 8-37), puede apreciarse además la influencia del aislamiento del acumulador, dado que los equipos 17 y 33 son iguales a excepción de esa distinción. Analizándolos por separado, observamos que el equipo 33, con aislamiento de poliuretano, produce de media un 28% en Atenas, un 33% en Davos, un 37% en Wurzburg y un 36% en Estocolmo más que el 17, cuyo aislamiento es de Polioli+Isocianato. Los valores máximos del equipo 33 son 700,44 MJ en Atenas, 640,71 MJ en Davos, 666,54 MJ en Wurzburg y 593,38 MJ en Estocolmo.

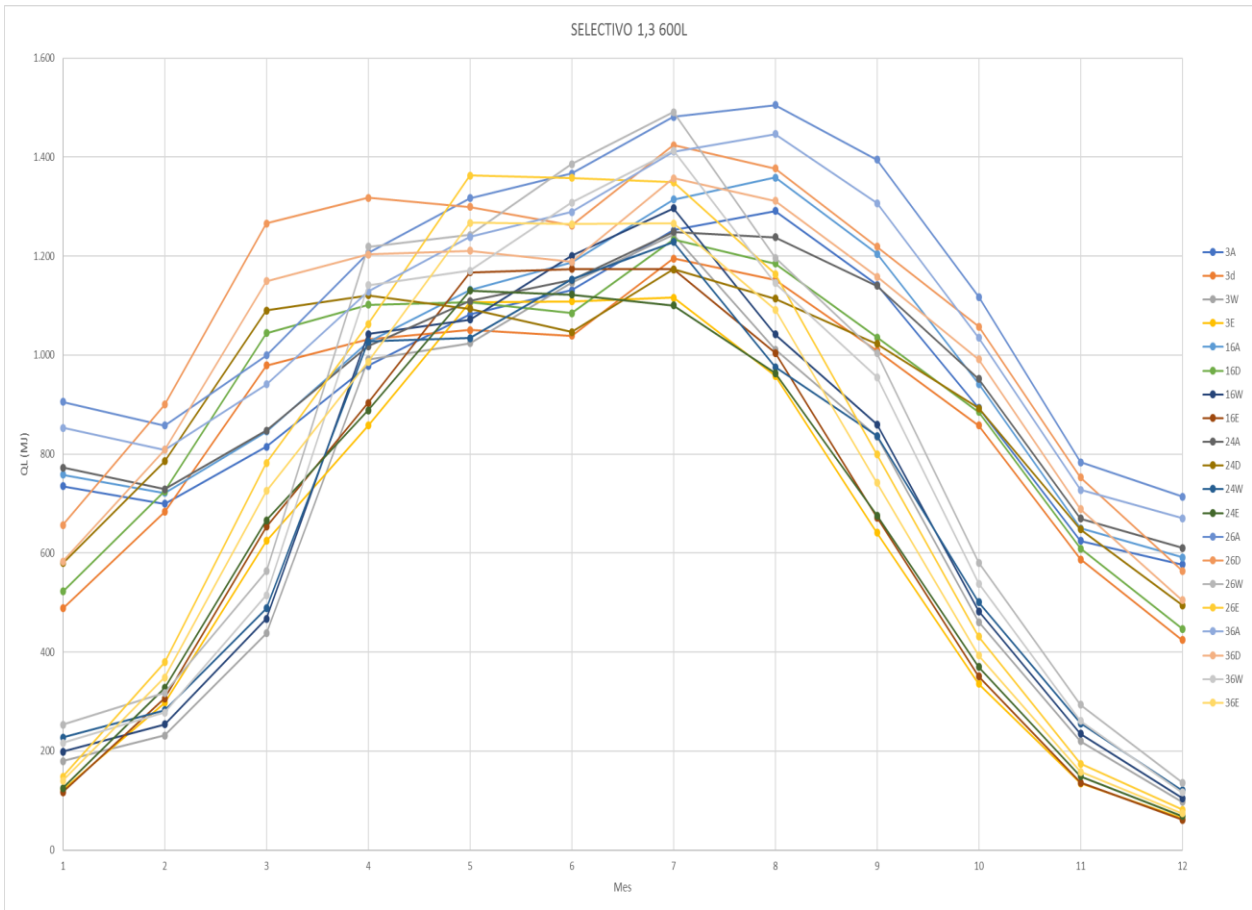
Figura 8-37. Comportamiento mensual de los equipos de 150l con pintura negra.



8.2.1.1.2 Equipos de 300l

La gran parte de los equipos de 300l estudiados con este volumen tienen el tratamiento selectivo 1.3. En los cuatro escenarios, el equipo que mejor comportamiento presenta es el 26, con máximas de 1505,04 MJ, 1424,10 MJ, 1490,59 MJ y 1349,05 MJ para Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo, respectivamente.

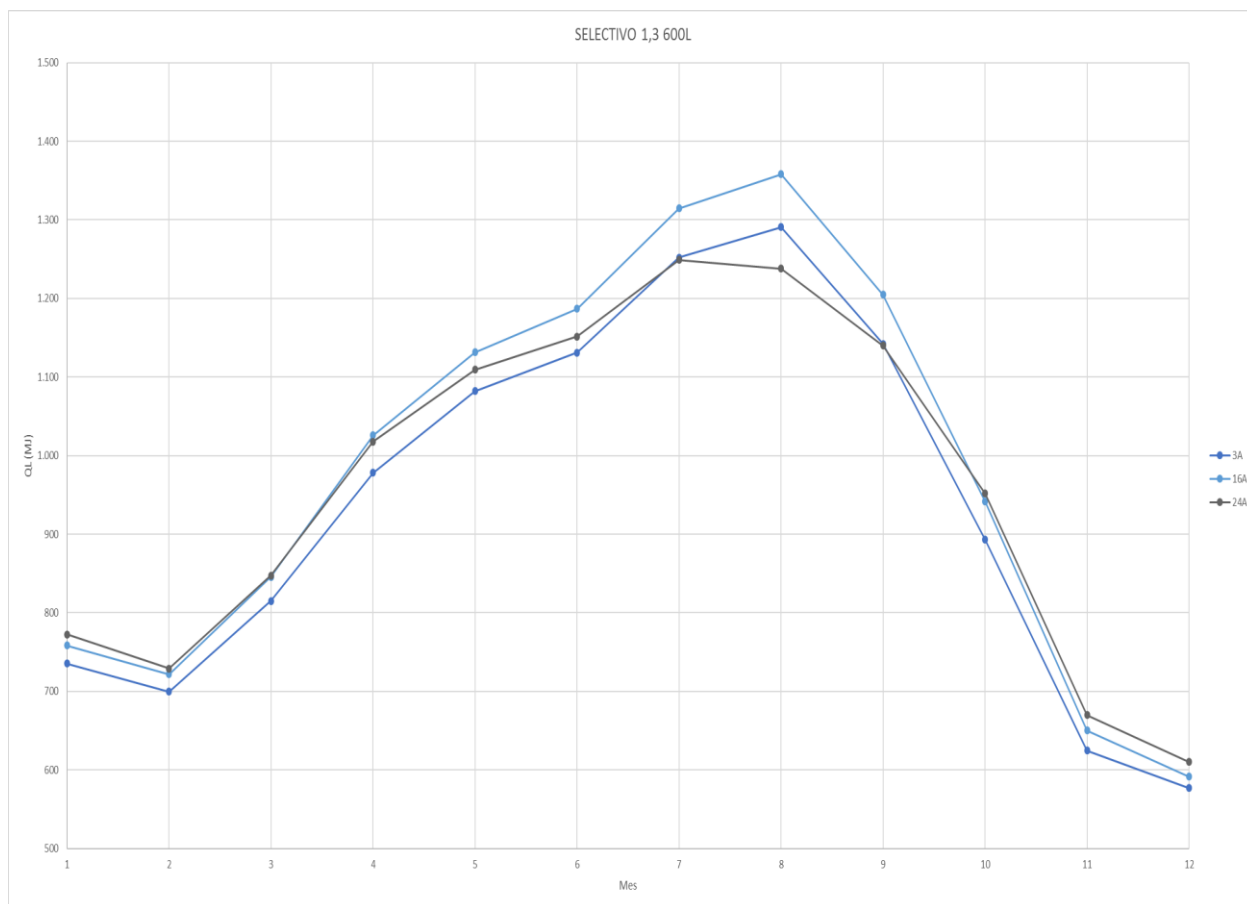
Figura 8-38. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con tratamiento selectivo 1.3.



Si diferenciamos el estudio en las distintas ciudades, lo que más llama la atención es la curva de los equipos 3, 16 y 24. En las Figuras 8-39, 8-40, 8-41 y 8-42 se ha representado su comportamiento por separado.

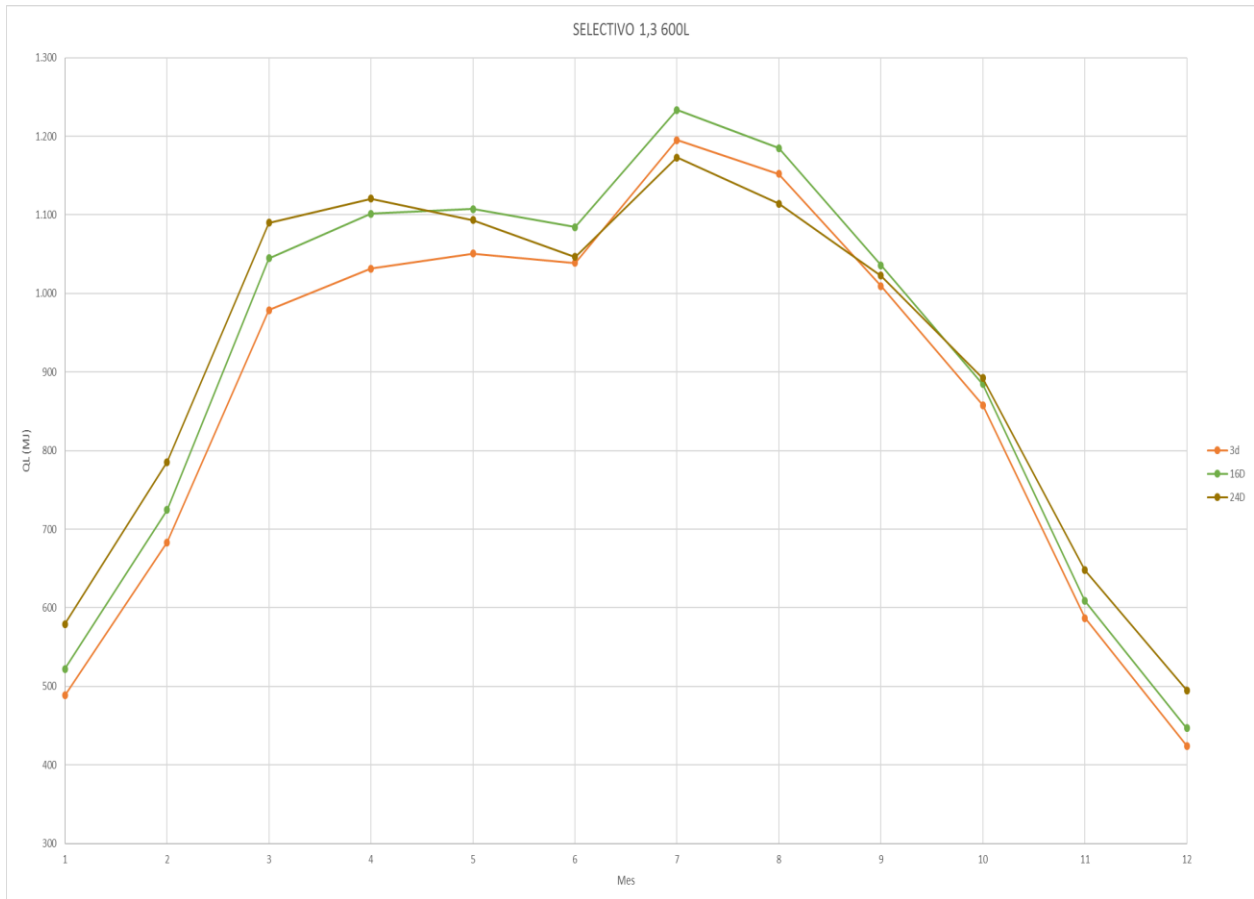
En Atenas, a comienzo de año, el equipo 24 es el que tiene la mayor producción, pero a partir de abril se ve superada por el 16, y por el 3 entre los meses Julio y Septiembre, para posteriormente, volver a ser el que más produce los dos últimos meses del año. Es decir, el equipo 24 tiene un mejor comportamiento los meses de invierno (de Noviembre a Abril) respecto a los otros dos mencionados.

Figura 8-39. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Atenas.



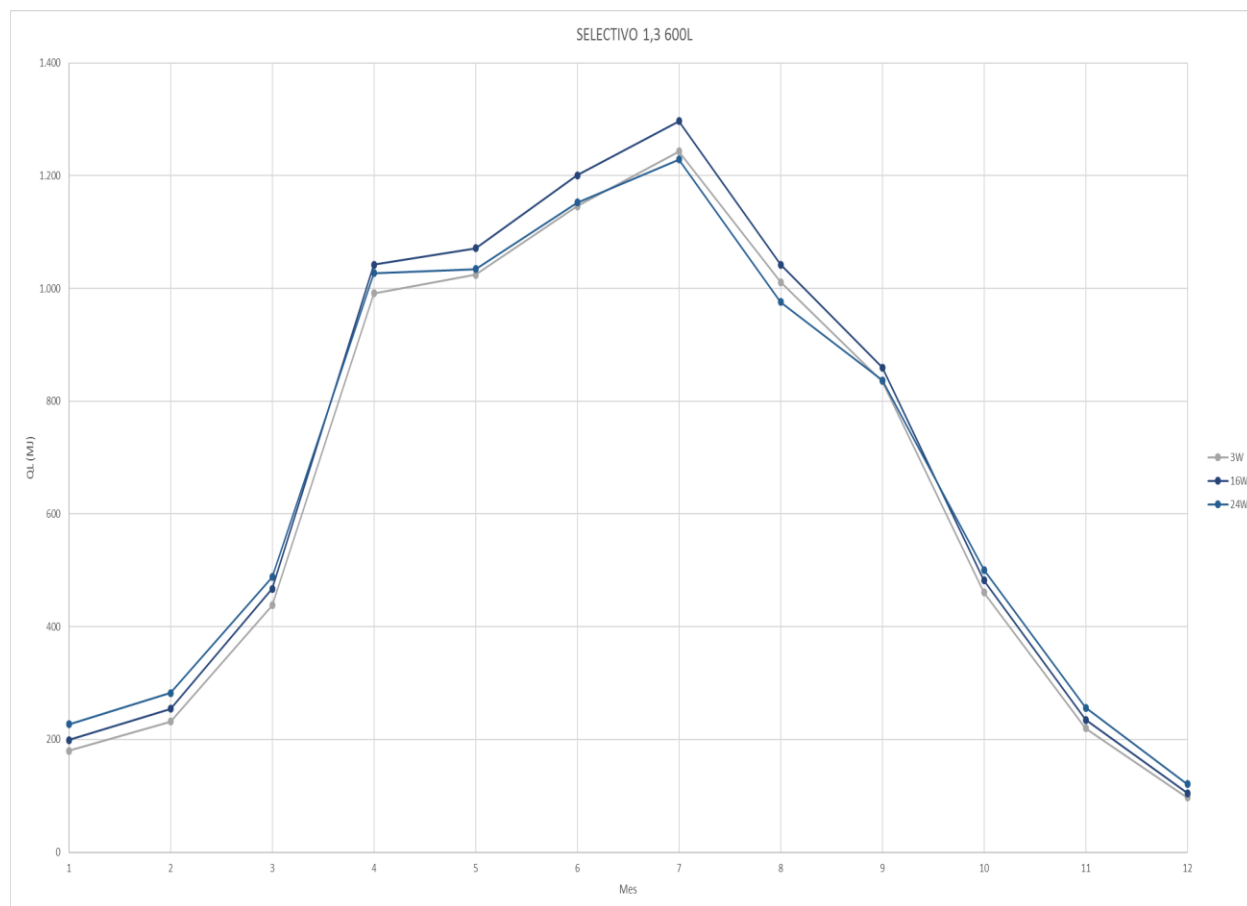
En Davos, hay una caída de la producción del equipo 24 desde Abril hasta Junio. En Mayo el equipo 16 supera al 24 hasta Octubre, y entre Julio y Septiembre su producción es inferior a la del equipo 3. A partir de Octubre, vuelve a ser el sistema que más produce de los tres.

Figura 8-40. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Davos.



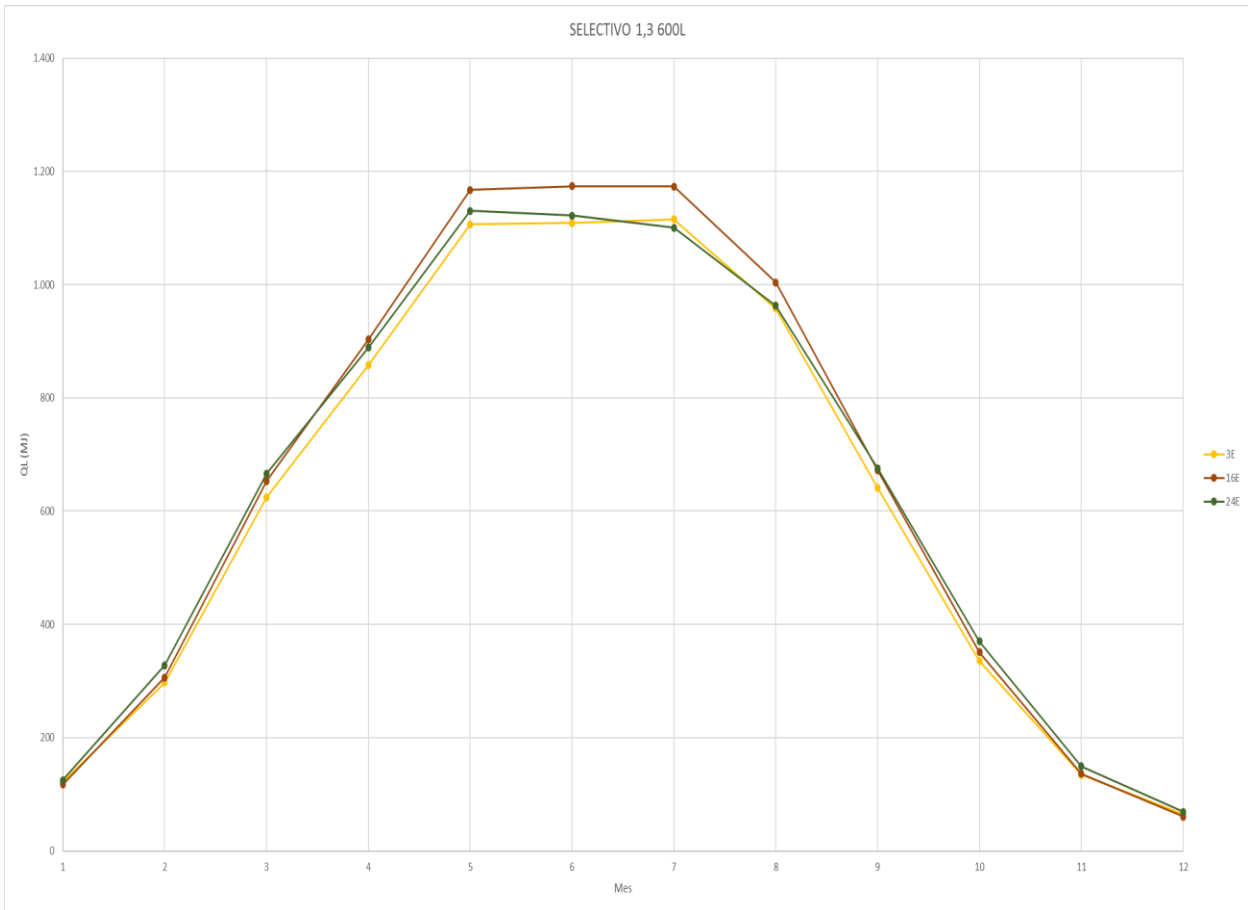
En Wurzburg, en Enero el equipo 24 supera, además de los dos equipos con los que lo estamos comparando, al equipo 36, hecho que no sucede en el resto de las ciudades. Al igual que en Atenas, en Abril, el equipo 16 se sitúa por encima hasta Octubre, y entre los meses Junio y Septiembre, el equipo 3 también aventaja al equipo 24. Como en los casos anteriores, en los meses más fríos, este último equipo presenta una mayor producción que los otros dos.

Figura 8-41. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Wurzburg.



A diferencia del resto de ciudades, en Estocolmo el equipo 3 sólo supera al equipo 24 a finales de Junio y principios de Julio. El equipo 16 muestra una producción mejor entre Abril y Septiembre, mes a partir del cual el 24 vuelve a estar por encima, pero con muy poca diferencia.

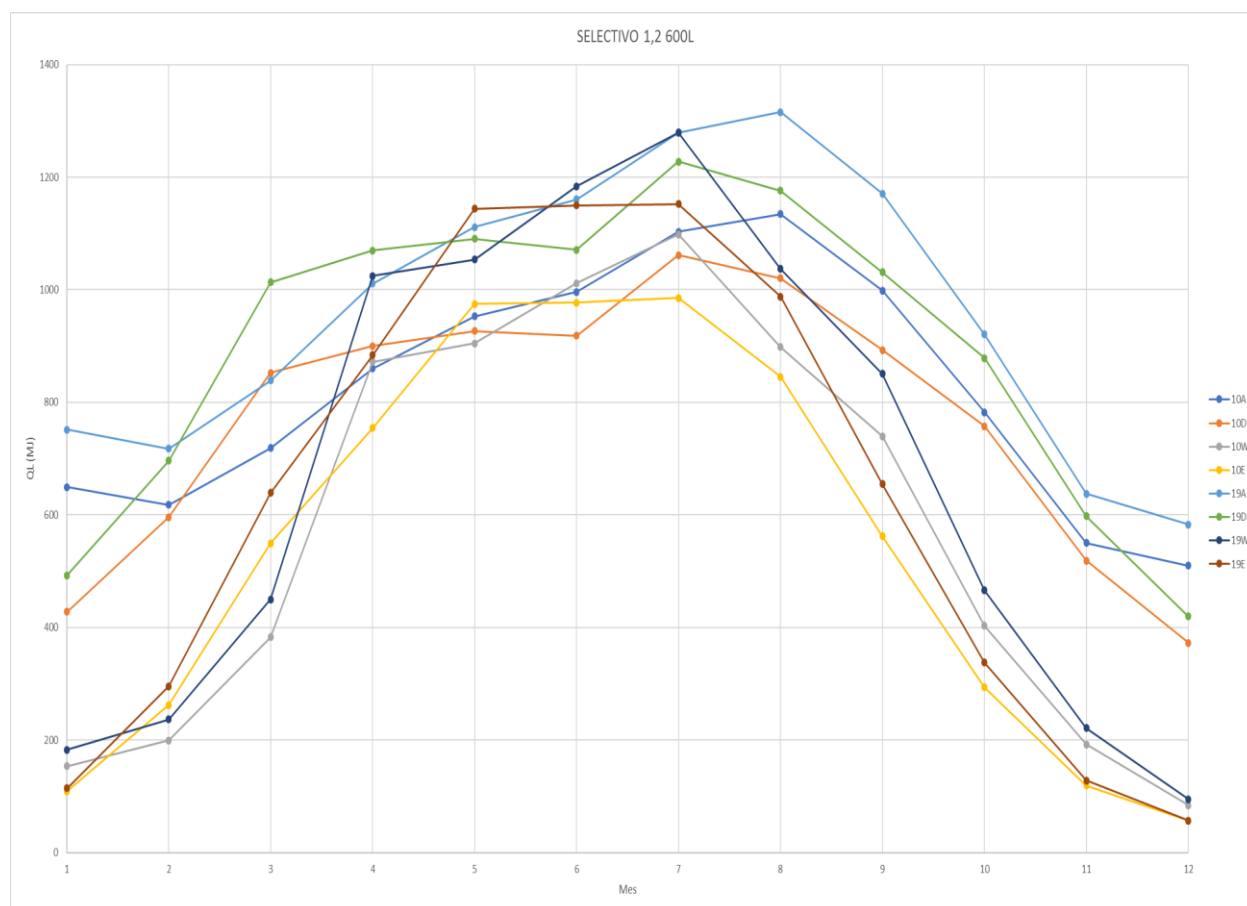
Figura 8-42. Comportamiento mensual de los equipos de 3, 16 y 24 en Estocolmo.



Para explicar este comportamiento, consultamos los parámetros constructivos de estos sistemas, y vemos que entre los equipos 24 y 16, la diferencia significativa es de perfil, siendo alto en el caso del equipo 24 y bajo en el 16, y en el tipo de aislamiento, Lana de Roca para el 16 y Lana de Vidrio en el 24. Entre el equipo 24 y 3, la podríamos asociar esta diferencia de comportamiento al perfil, y entre el 3 y el 16 al tipo de aislamiento.

En los equipos de 300l con tratamiento Selectivo 1.2 (Figura 8-43), resulta evidente que el sistema 19 es el que mayor producción es capaz de obtener, con máximas de 1315,50 MJ para Atenas en Agosto, 1227,87MJ para Davos, 1279,34 MJ para Wurzburg y 1152,02 MJ en Estocolmo en Julio.

Figura 8-43. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con tratamiento selectivo 1.2.



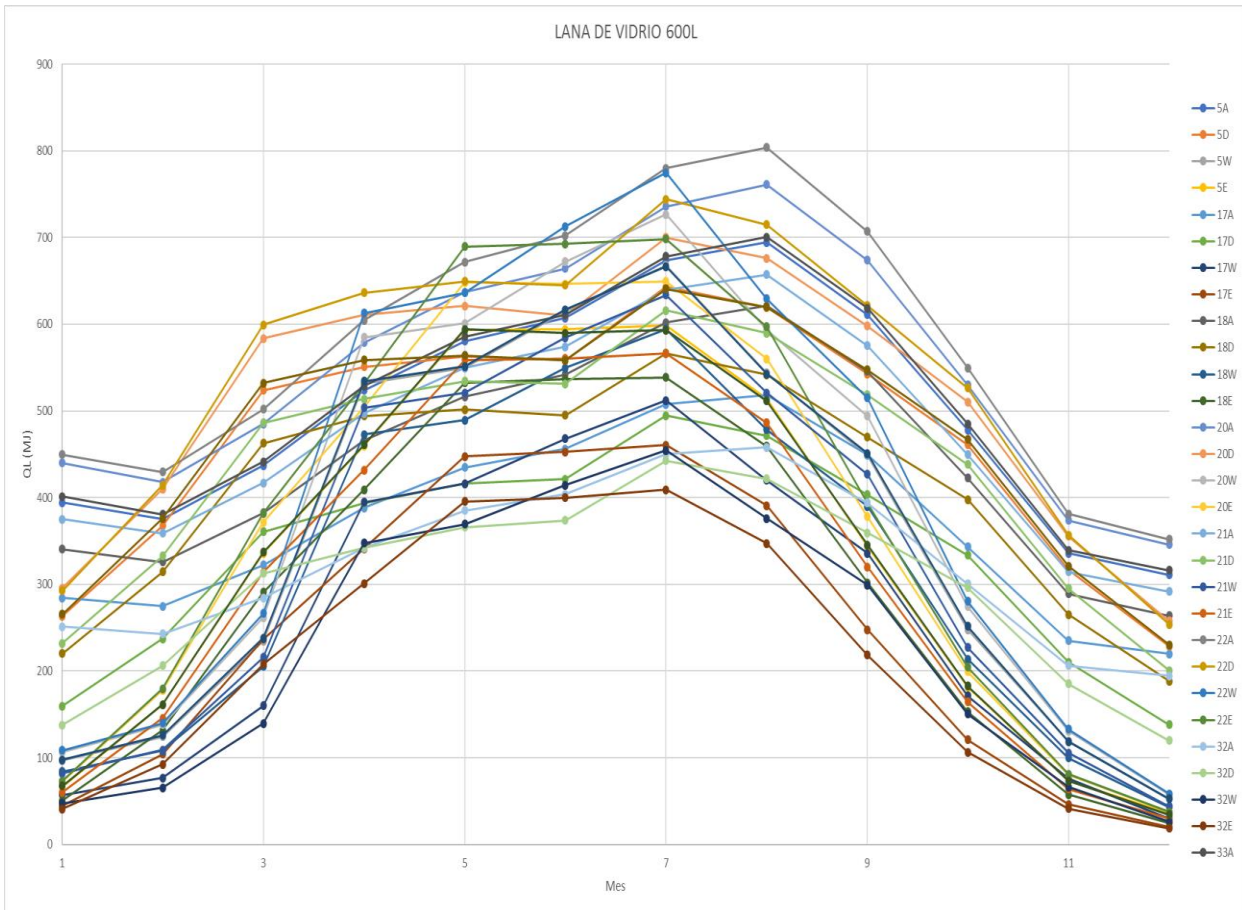
8.2.2 Según el aislante del acumulador.

En este apartado se han diferenciado los equipos según el aislante del acumulador, diferenciando Lana de Roca, Lana de Vidrio y Lana Mineral en los equipos de 300l y sólo Lana de Vidrio en el caso de los equipos de 150l, debido a la escasa reiteración de los otros. Al igual que en el caso anterior, tras analizar estos tres grupos, se analizarán los equipos en su conjunto para evaluar si algún sistema con un aislamiento diferente muestra un comportamiento relevante.

8.2.2.1.1 Equipos de 150l

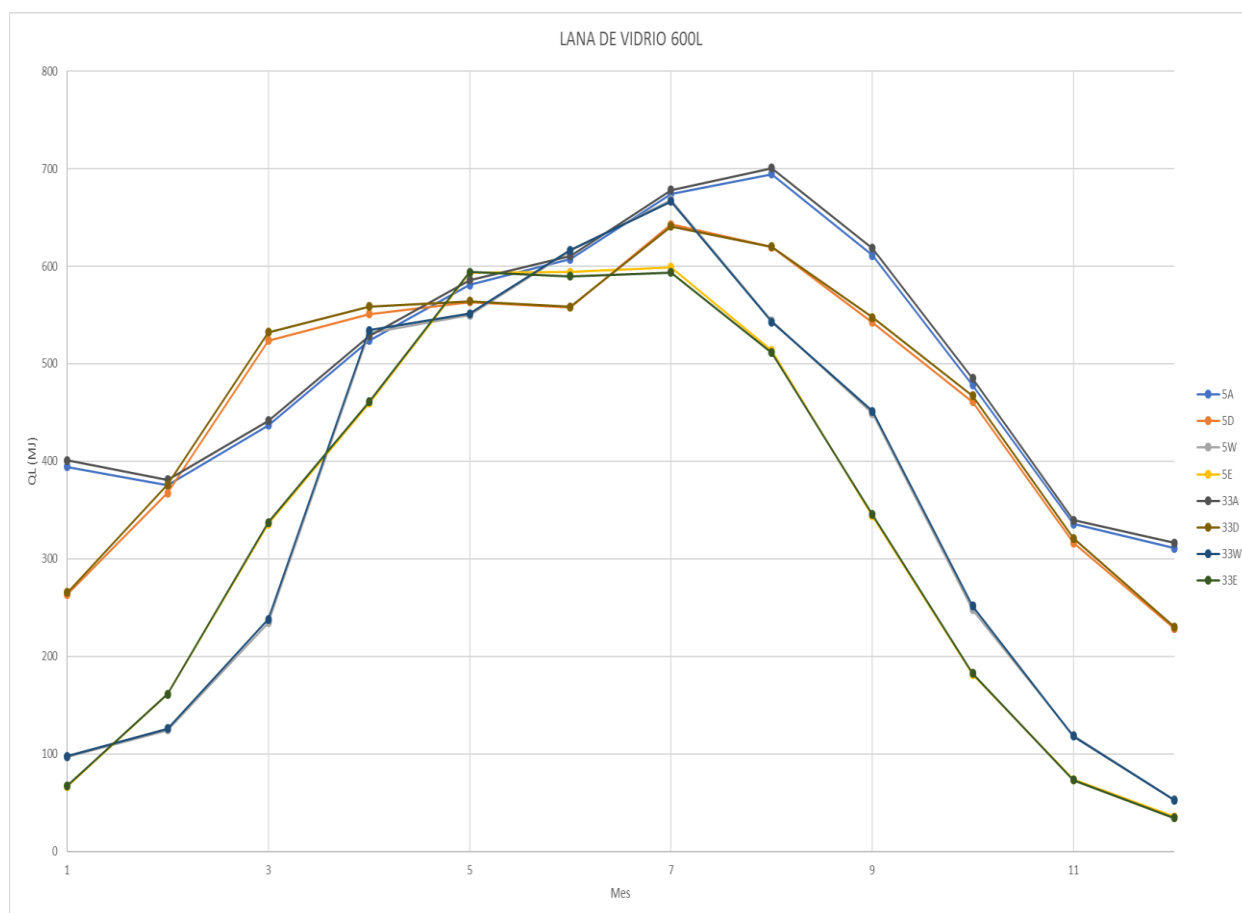
Comenzaremos por los equipos de 150l con aislamiento de Lana de Vidrio, el equipo que mejor comportamiento presenta es el 22, con máximos de 1284,03 MJ, 1212,43 MJ, 1249,54MJ y 1117,70 MJ en Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo, respectivamente.

Figura 8-44. Comportamiento mensual de los equipos de 150l con aislamiento Lana de Vidrio.



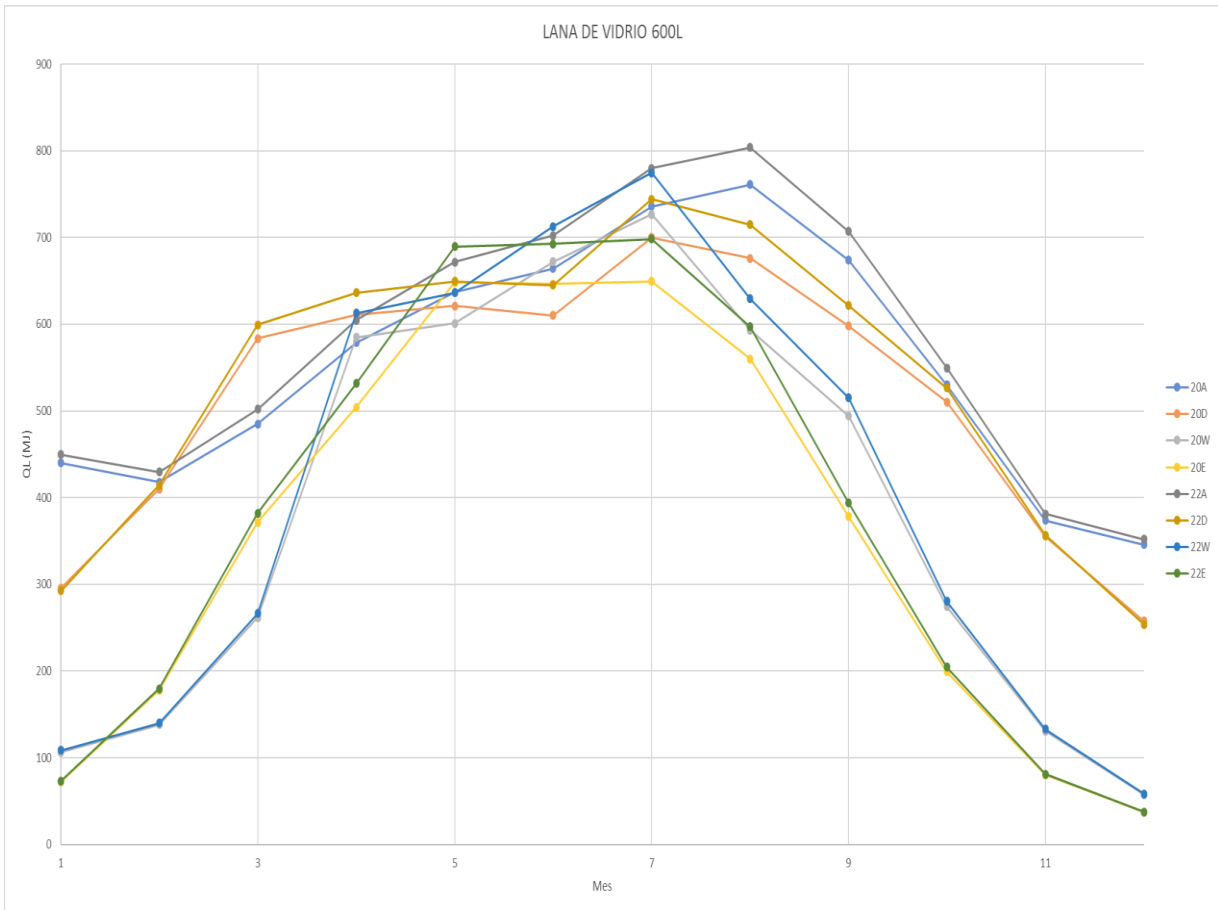
Analizando el resto de equipos, observamos que el equipo 5 y 33 tienen un comportamiento casi idéntico. Consultando sus parámetros constructivos, observamos que las diferencias entre estos sistemas son el tipo de tratamiento en el captador, el espesor del aislamiento de fondo del captador y el espesor del aislamiento del acumulador.

Figura 8-45. Comportamiento mensual de los equipos de 5 y 33.



Con los equipos 20 y 22 sucede lo mismo, presentan un comportamiento muy similar, en especial en los meses más fríos, pero en este caso las características que varían son el tipo de tratamiento, el área de apertura y el volumen del acumulador, aunque respecto a estos últimos parámetros, la relación Volumen bruto del acumulador/área de apertura es muy cercana.

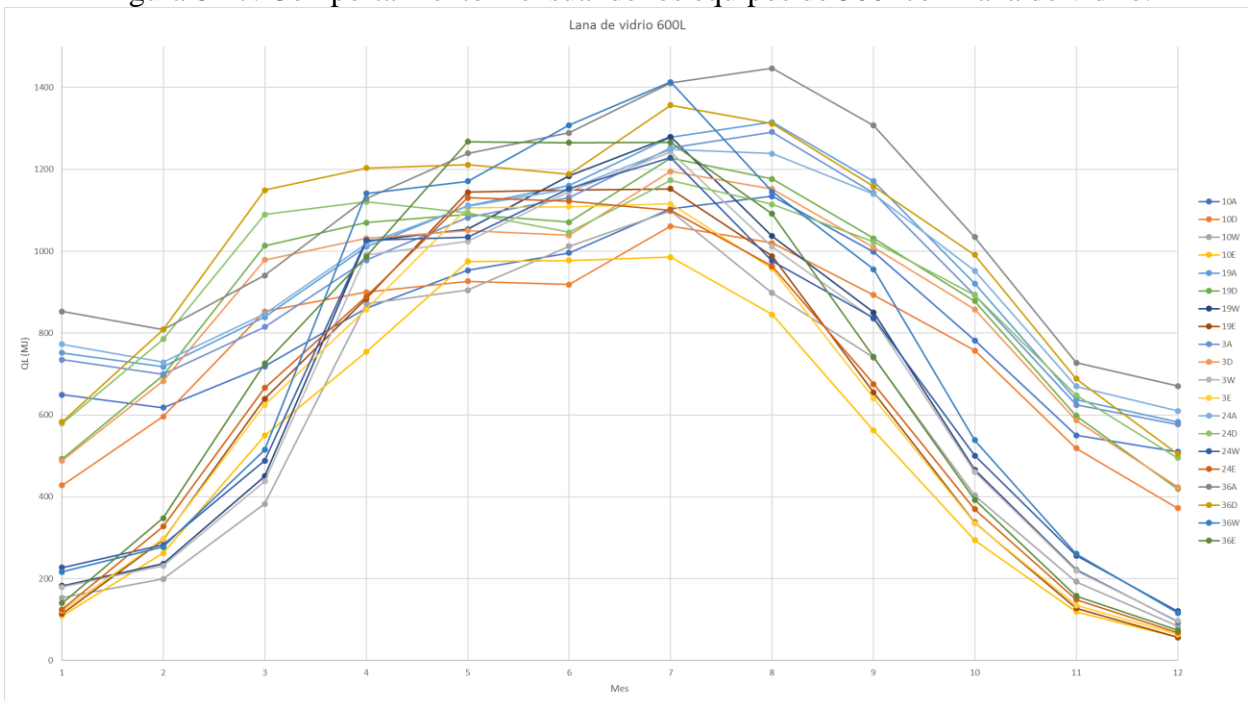
Figura 8-46. Comportamiento mensual de los equipos 20 y 22.



8.2.2.1.2 Equipos de 300l

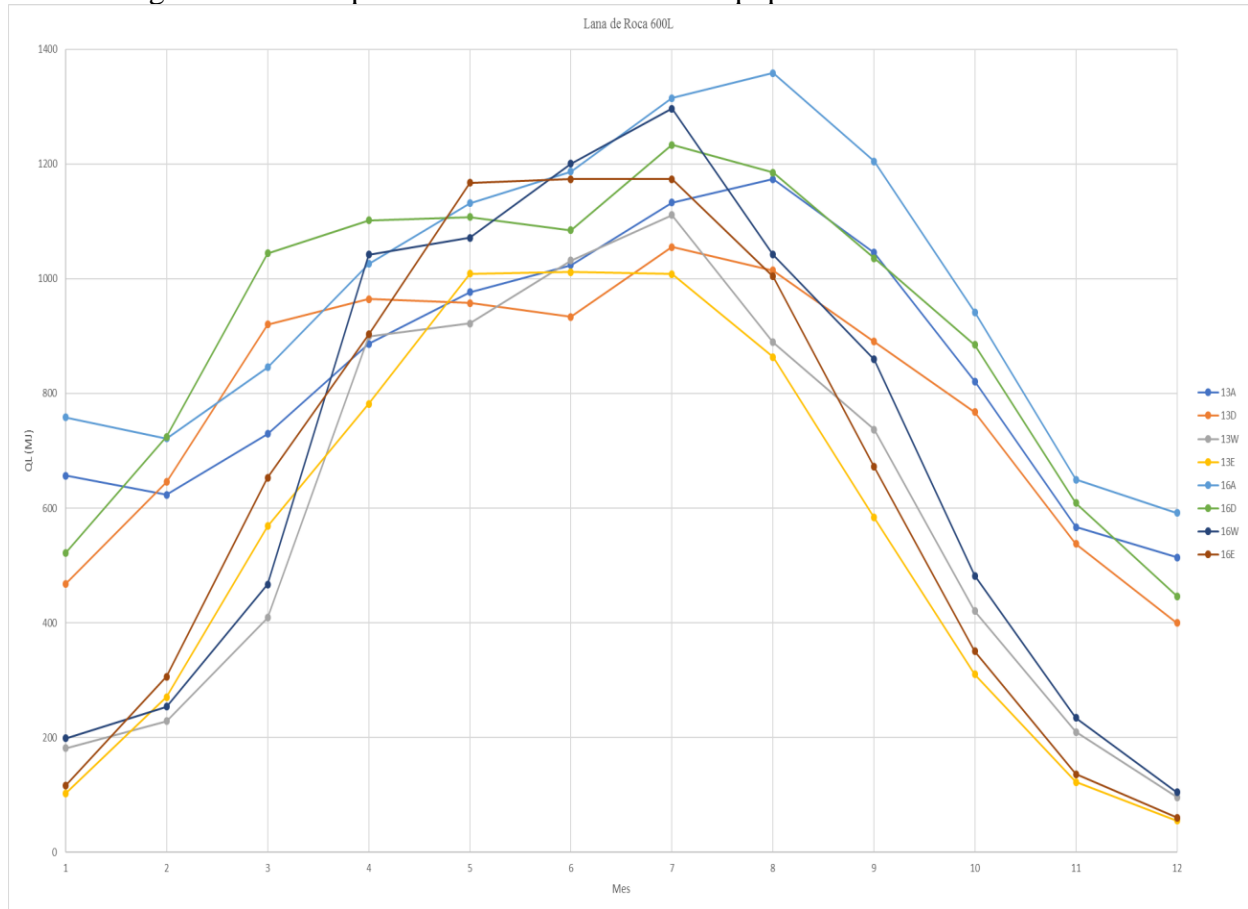
En los sistemas de 300l, con aislante de lana de vidrio (Figura 8-47), el que mejor comportamiento presenta es el equipo 36, con valores máximos de 1446,70 MJ en Atenas, 1356,82 MJ en Davos, 1413,01 MJ en Wurzburg y 1265,80 MJ en Estocolmo.

Figura 8-47. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con Lana de vidrio.



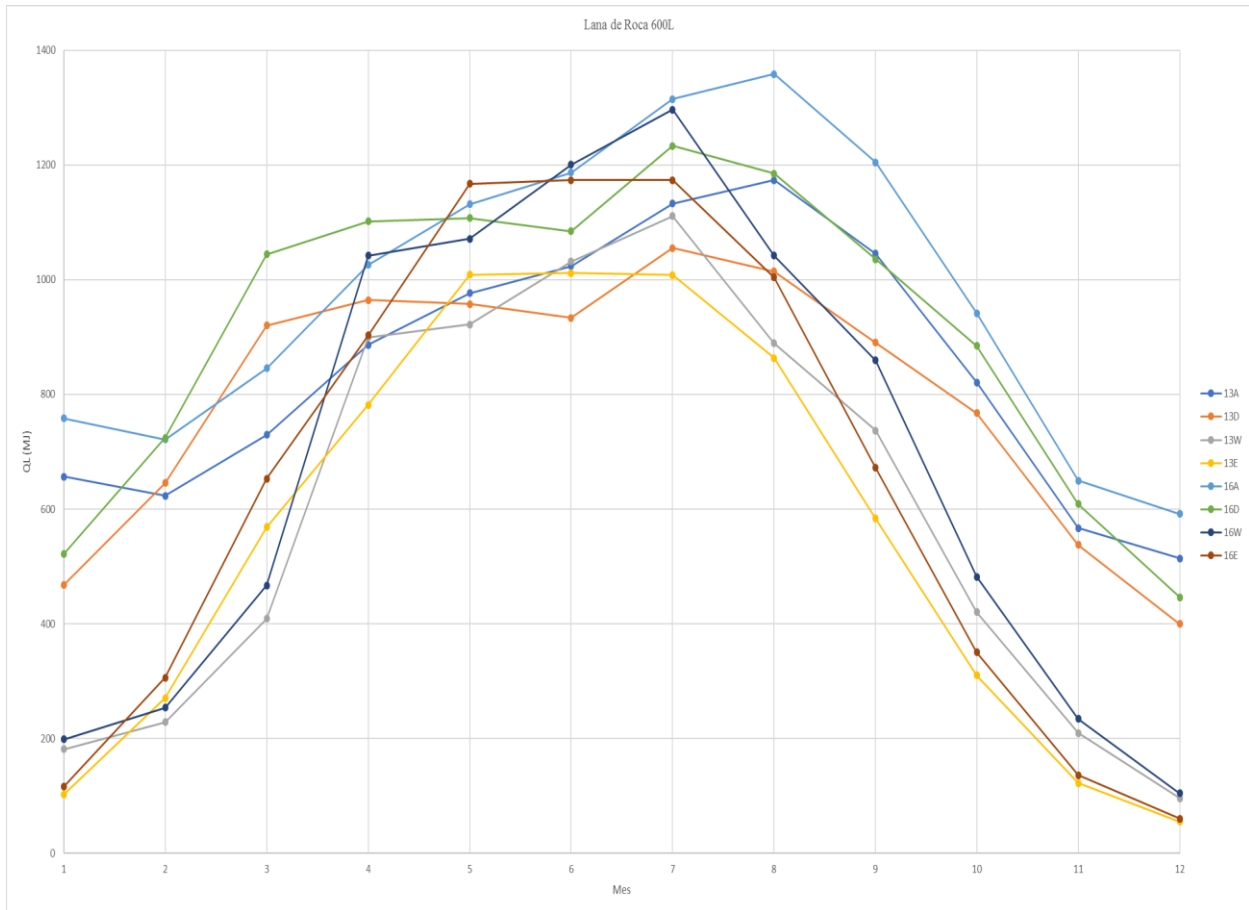
Entre los equipos de 300l con tratamiento de lana de roca (Figura 8-48), el que mejor comportamiento presenta es el equipo 16, con máximas de 1358,20 MJ en Atenas, 1233,24 MJ en Davos, 1296,38 MJ en Wurzburg y 1173,58 en Estocolmo.

Figura 8-48. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con lana de roca.



En el caso de los sistemas con aislamiento de lana mineral, el equipo 26 es el que mayor producción obtiene, con valores máximos de 1505,046MJ, 1424,105MJ, 1490,59MJ, 1349,056MJ para Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo, respectivamente.

Figura 8-49. Comportamiento mensual de los equipos de 300l con lana mineral.



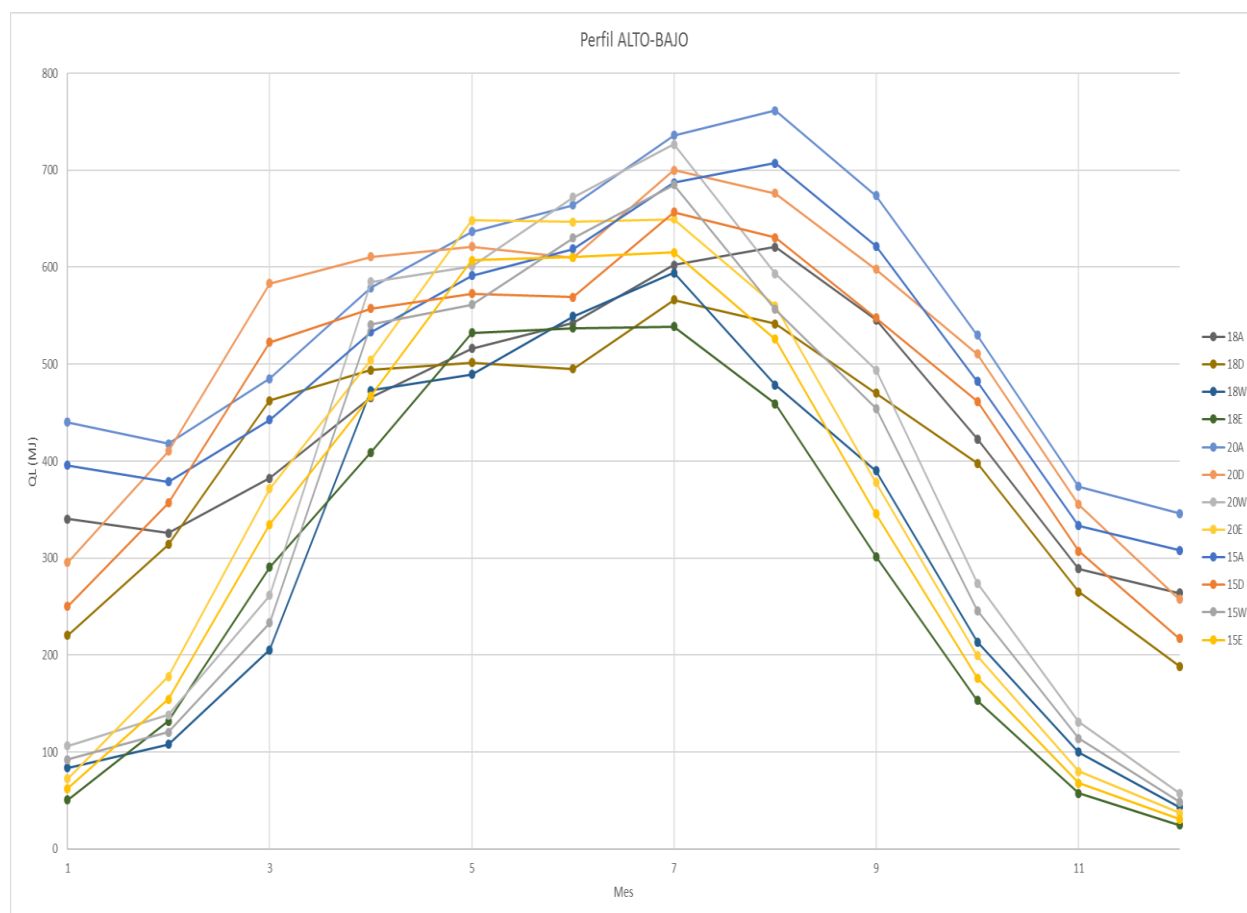
8.2.3 Según el tipo de perfil

Respecto al tipo de perfil, en los sistemas de 150l, tan sólo vamos a comparar los equipos 20 y 18 dado que tienen las mismas características, a excepción del tipo de perfil para señalar la influencia de este factor. Otros dos equipos que tienen las mismas características a excepción del perfil son el 30 y el 15, pero como se ha comentado anteriormente, en ensayo al equipo 30 no se ha realizado adecuadamente, por lo que se excluyen estos equipos del estudio. Entre los equipos de 300l estudiados, tan sólo tenemos dos de perfil bajo, por lo que los compararemos con aquellos de perfil alto que tengan las mismas características en su mayoría.

8.2.3.1.1 Equipos de 150l

Siendo de perfil bajo el equipo 20, y de perfil alto el 18, podemos observar como los sistemas de perfil bajo desarrollan un comportamiento mejor a los de perfil alto, siendo la producción media entre un 20% y 28% mayor en el equipo 20 respecto al 18.

Figura 8-50. Comportamiento mensual de los equipos de 150l según el tipo de perfil.



8.2.3.1.2 Equipos de 300l

Los sistemas de perfil bajo son el 19 y el 24. El 19 lo compararemos con los equipos 10 y 29 (Figura 8-52), ya que tienen el mismo tratamiento selectivo y aislamiento de fondo del captador, aunque el espesor de este último varía en los tres casos, al igual que el aislamiento del acumulador y espesor del mismo, siendo poliuretano en el 10 y 29 y Polioli+Isocianato en el 19. El sistema 24 lo evaluaremos junto con el 3 (Figura 8-51), puesto que tienen las mismas características.

Como se ha comentado en los sistemas de 150l, aquellos equipos con perfil bajo tienen un comportamiento mejor que los de perfil alto, siendo la producción media en torno al 17% mayor en el caso del equipo 19 respecto al 10, y un 80% respecto al 29; menos de un 5% mayor en el equipo 24 respecto al 3.

Figura 8-51. Comportamiento mensual de los equipos 3 y 24, según el tipo de perfil.

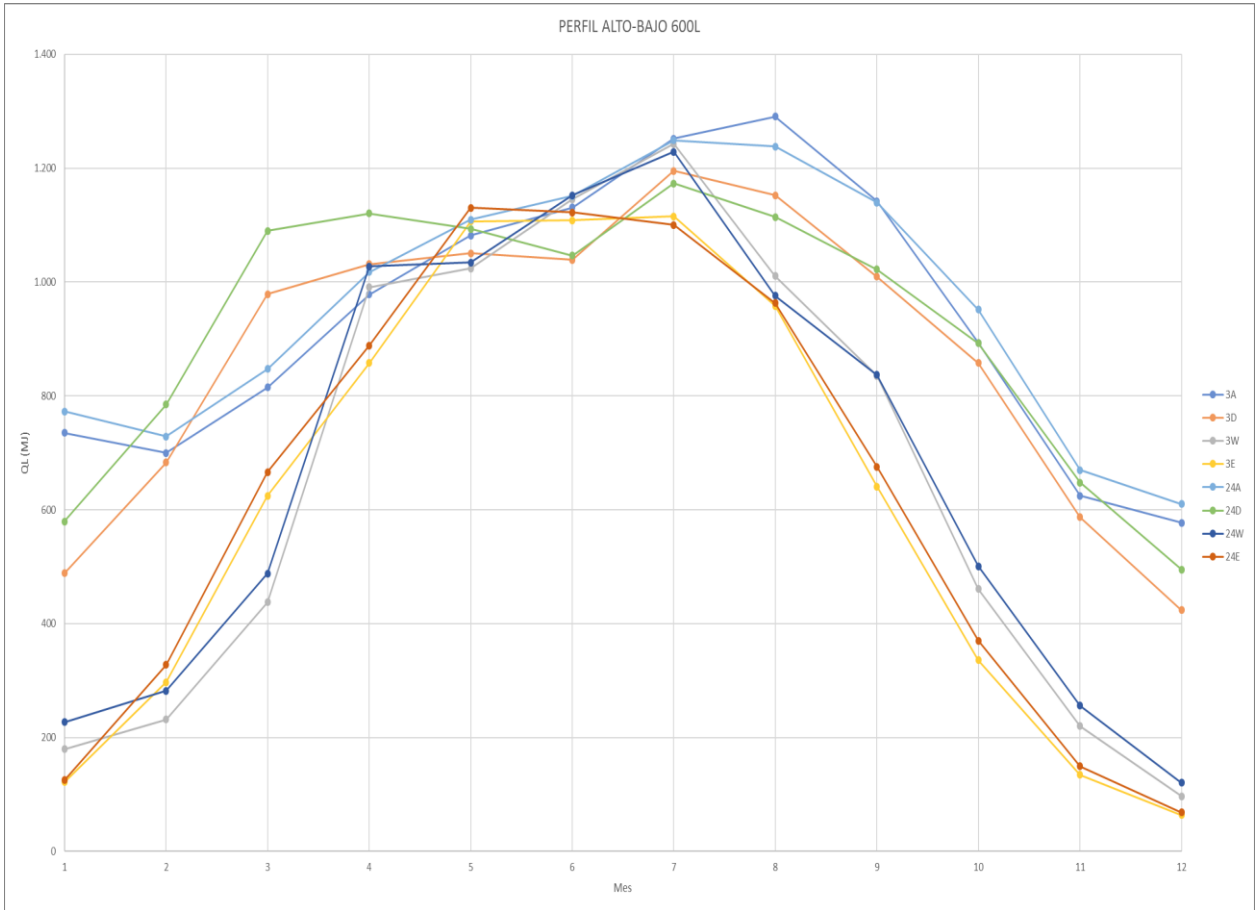
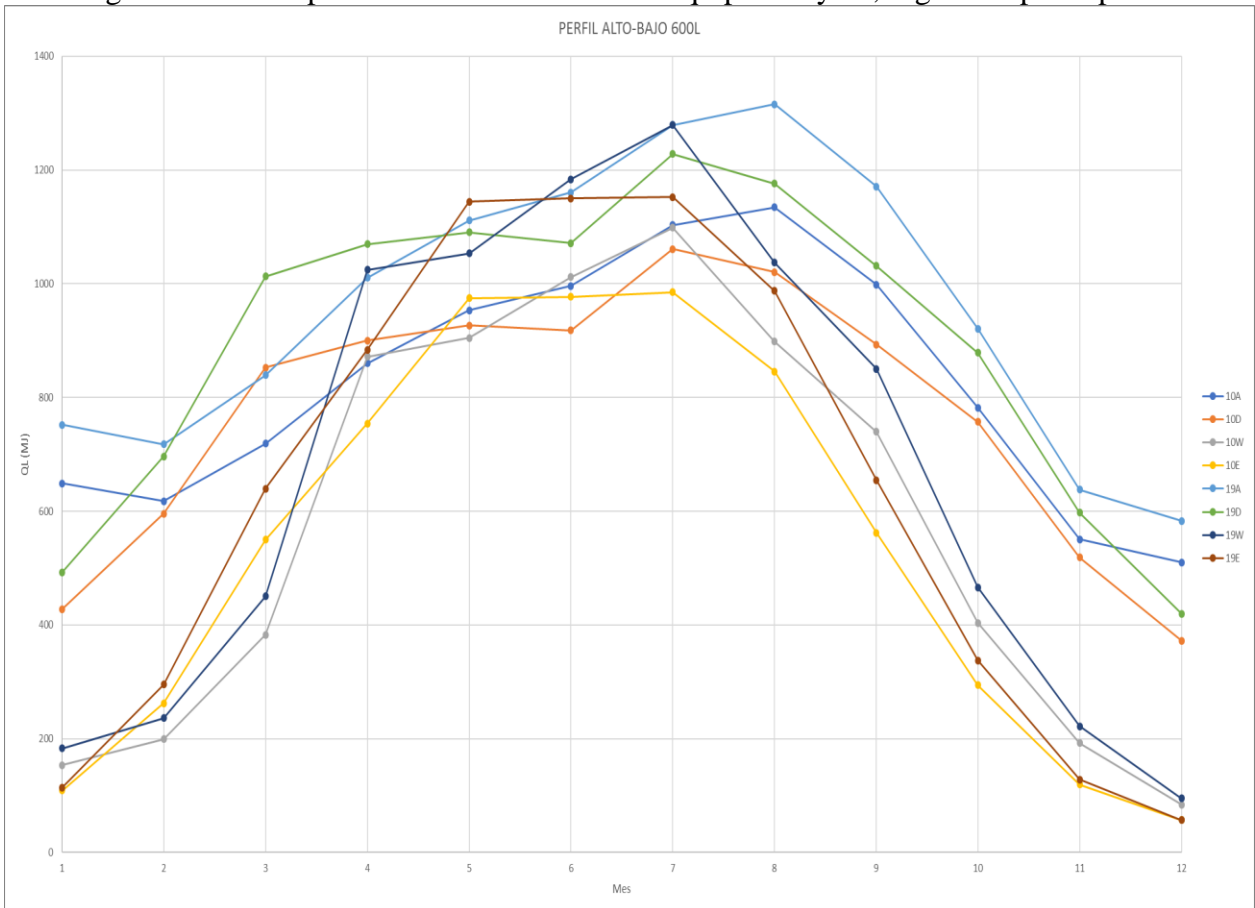


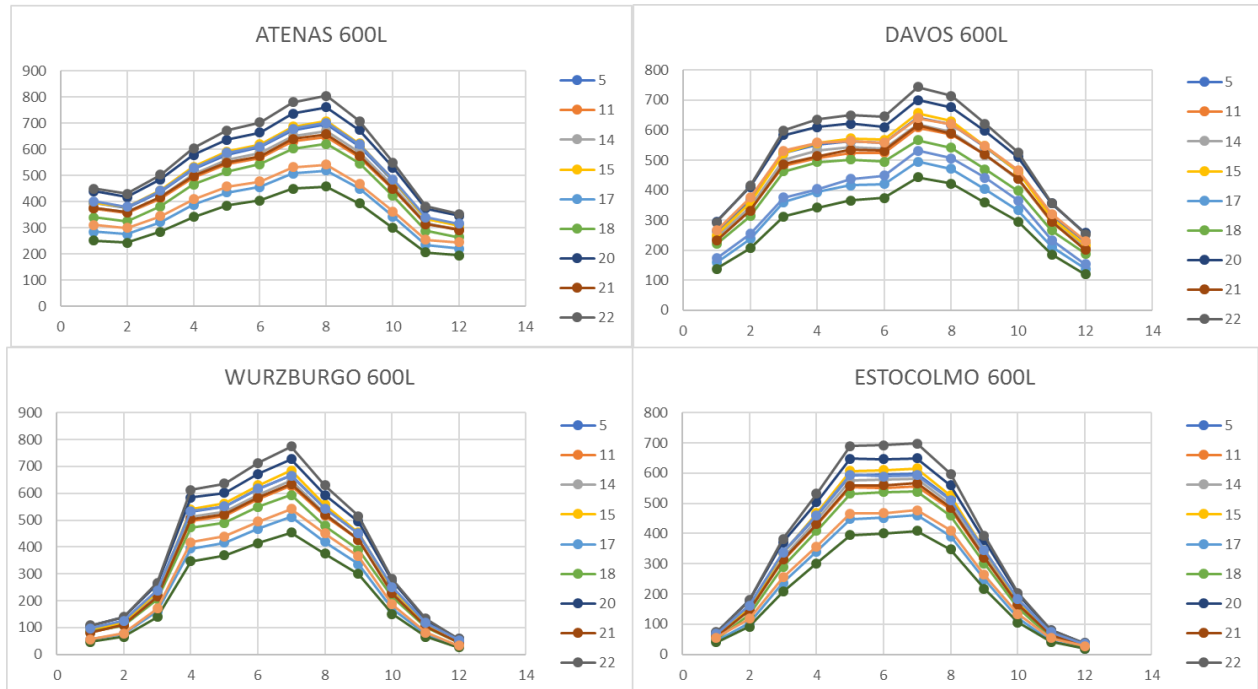
Figura 8-52. Comportamiento mensual de los equipos 19 y 10, según el tipo de perfil.



8.2.4 Conclusiones

Entre los sistemas de 150l, el que mejor comportamiento presenta es el 22, con lana de vidrio, tratamiento selectivo 1.3 y perfil bajo. En el sistema 14 se ha utilizado un tratamiento diferente a los evaluados, por lo que analizaremos todos los equipos de 150l juntos para comprobar si éste muestra un comportamiento relevante al resto (Figura 8-53).

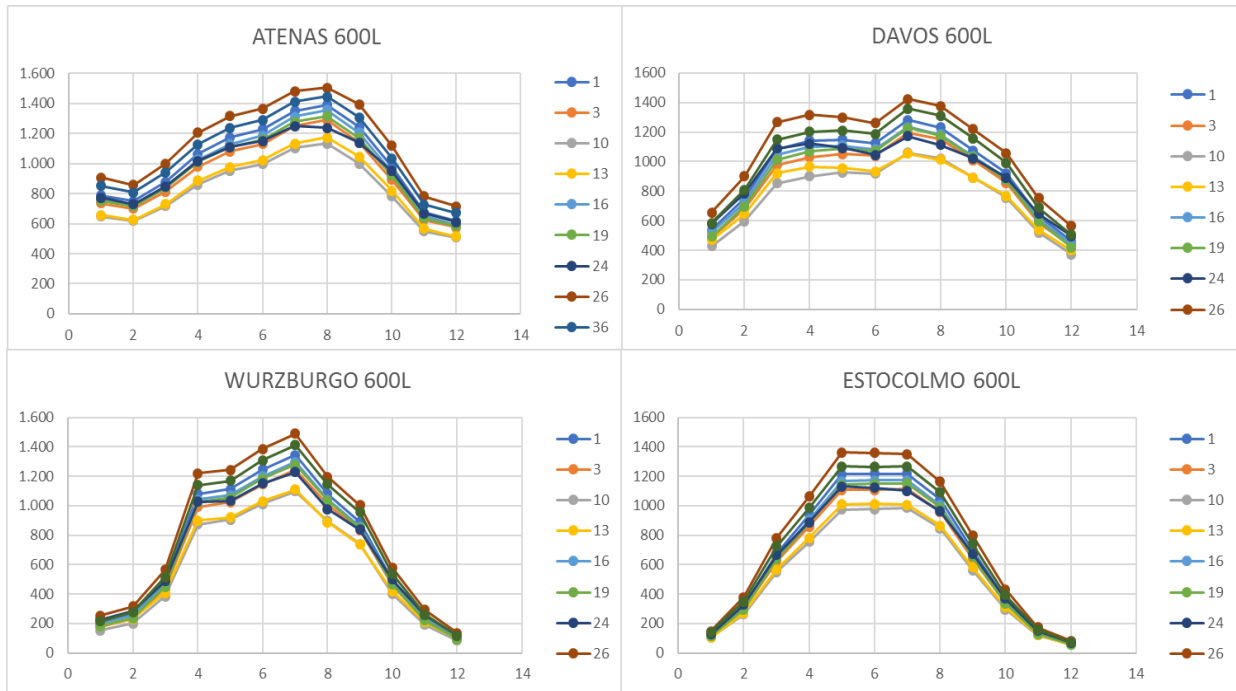
Figura 8-53. Producción de energía mensual de los sistemas de 150l en los cuatro climas de referencia.



El resultado es que no, presenta un comportamiento acorde al resto de los sistemas.

Respecto a los sistemas de 300l, el que mejor comportamiento muestra es el equipo 26, con tratamiento selectivo 1.3, aislamiento de lana mineral y perfil alto. Los sistemas 1 y 13 disponen de un tratamiento selectivo 3 y selectivo 1.1, respectivamente, por lo que los analizaremos junto al resto para evaluar su comportamiento.

Figura 8-54. Producción de energía mensual de los sistemas de 300l en los cuatro climas de referencia.



El comportamiento de los equipos 10 y 13, los cuales comparten características del acumulador, pero las características del captador son totalmente diferentes. Esto nos hace afirmar, que es importante conocer como se comportan los elementos que constituyen un sistema solar térmico prefabricado para poder hacer una selección adecuada, ya que esto también puede suponer un ahorro económico.

9 CONCLUSIONES

Desde su incorporación en el mercado, las energías renovables están en constante desarrollo, dado que su producción no es tan fácil de predecir como las energías convencionales, al depender de factores externos a nosotros, como el clima donde se ubique. Por ello, empresas y universidades investigan para poder conseguir una tecnología más eficiente y así aprovechar al máximo los recursos inagotables.

En este proyecto, se ha puesto de manifiesto la importancia de los materiales empleados en la construcción de las instalaciones solares, así como la combinación de los mismos. El uso de un aislamiento u otro o el tamaño de su espesor pueden perjudicar el rendimiento de la instalación, de la misma manera que no realizar una selección adecuada de los componentes.

En primer lugar, expondremos las conclusiones obtenidas del análisis de los parámetros experimentales respecto a las características técnicas.

- El tratamiento superficial de los captadores tiene una clara influencia en el parámetro del área efectiva de captación (A_c^*). En promedio, los sistemas con recubrimiento de pintura negra tienen un 12% menos de rendimiento.
- El coeficiente de pérdidas del circuito de captadores (u_c^*) no se ve afectado directamente por el espesor o el material del aislamiento de fondo del captador.
- No se ha identificado una relación directa entre el material y espesor del aislamiento del acumulador con el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) para los equipos estudiados.
- El volumen del acumulador influye en las pérdidas del mismo. Cuanto mayor es el volumen, mayores son las pérdidas. Es importante señalar que aunque el coeficiente aumente al aumentar el volumen, las pérdidas por unidad de volumen almacenado son disminuye a mayor volumen.
- Los perfiles altos presentan mayor estratificación.

La predicción a largo plazo extraemos que:

- En climas cálidos, la fracción solar media y la energía producida media es más alta, sin embargo, el rendimiento medio es mejor en los climas fríos.
- En todos los emplazamientos se cumple que para un mismo tipo de tratamiento, aquellos que poseen una relación V/A menor presentan una fracción solar mayor.
- A menor relación V/A menor energía producida para un mismo tipo de tratamiento.

Sobre la predicción mensual, es interesante destacar la influencia de los parámetros constructivos en su producción. Es importante conseguir una combinación adecuada para que las características del sistema no se vea perjudicada, dado que hay parámetros que funcionan muy bien en conjunto, sin embargo, si se coordinan con otros su efectividad puede verse agravada.

Las conclusiones extraídas son:

- Los sistemas se comportan de manera diferente tanto en climas fríos como en climas cálidos, pero
- En climas como Estocolmo y Wurzburg, los sistemas tienen un comportamiento muy similar entre ellos en los meses fríos, haciéndose más notable la diferencia de producción en los meses cálidos.
- Los equipos con perfil bajo se comportan mejor que los equipos de perfil alto, independientemente del volumen de su acumulador.
- Los sistemas con selectivo 1.3 presentan un mayor comportamiento que el resto.
- En los sistemas de 150l, aquellos cuyo tratamiento es de lana de vidrio tienen mejor funcionamiento. En los sistemas de 300l, no se encuentra una relación directa

- Los equipos 33 y 32 tienen los mismos parámetros constructivos a excepción del tratamiento del captador, produciendo el equipo 33 con pintura negra un 7% más que el 32, con selectivo 1.2. A pesar de que el recubrimiento con pintura negra suele afectar negativamente al rendimiento, este caso pone de manifiesto lo mencionado anteriormente, la importancia de una adecuada selección de los parámetros constructivos. Ésto se vuelve a poner de manifiesto en los sistemas 5 y 33, los cuales lo único que comparten es el tipo de aislamiento del acumulador y su comportamiento es prácticamente el mismo para todos los climas.

REFERENCIAS

1. UNE-EN 12976-1:2006. Sistemas solares térmicos y sus componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales.
2. UNE-EN 12976-2. Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo. Noviembre 2008.
3. ISO 9459-2:1995. Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua sanitaria. Parte 5: Caracterización del comportamiento del sistema mediante ensayos del sistema completo y simulación por ordenador.
4. ISO 9806:2013. Energía solar. Captadores solares térmicos. Métodos de ensayo.
5. UNE-EN ISO 9488: 2001. Energía solar. Vocabulario.
6. Carvalho, M. J., Naron, D. J., 2000. Comparison of test methods for evaluation of the thermal performance of preheat and solar only factory made Systems, *Solar Energy* 69, Nos. 1–6, pp. 145–156
7. Kaloudis E., Caouris Y.G, Mathioulakis E., Belessiotis V., 2009. Comparison of the dynamic and input-output methods in a solar domestic hot water system, *Renewable Energy* 35, pp. 1363–1367.
8. W. SPIRKL and J. MUSCHAWECK. General Model for Dynamic Testing of Solar Domestic Hot Water Systems. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 28: pp.93 - 102, 1992
9. Sáez Artero A. 2016. Proyecto fin de carrera: Influencia de Características Técnicas de Equipos Solares Térmicos en sus Prestaciones Energéticas según ISO 9459-5.
10. Vera Medina J. 2017. Tesis doctoral: Evaluación de Sistemas Solares Prefabricados según Marco Normativo: Propuestas de Mejora.
11. Vera-Medina J., Larrañeta M. and Lillo-Bravo I., 2018. Performance of factory made solar heating systems according to standard ISO 9459:2007.