

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA ENERGÉTICA SOSTENIBLE

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DIMENSIONADO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA EN VITORIA-GASTEIZ

Estudiante *Merchan Cieza, Aritz*
Director/Directora *Herranz Soler, Margarita*
Departamento **Ingeniería Nuclear y Mecánica de Fluidos**
Curso académico *2019/2020*

Bilbao, 12/09/2020

ÍNDICE

MEMORIA	1
RESUMEN	3
1 OBJETIVO	5
2 ALCANCE	7
3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	9
4 LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	13
4.1 EL SOL.....	13
4.2 CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR.....	15
4.3 SITUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA EN ESPAÑA.....	16
4.4 APLICACIONES	18
4.5 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN	18
4.6 REQUISITOS BÁSICOS.....	27
5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	31
5.1 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO	31
5.2 LOCALIZACIÓN	32
5.3 DEMANDA ENERGÉTICA	35
6 DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO DE COLECTORES	41
6.1 MÉTODO F-CHART.....	41
6.2 COMPARACIÓN DE LOS COLECTORES	46
7 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	49
7.1 CONFIGURACIÓN BÁSICA.....	49
7.2 SISTEMA DE CAPTACIÓN.....	49
7.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN	56
7.4 SISTEMA DE INTERCAMBIO DE CALOR.....	58
7.5 CIRCUITO HIDRÁULICO	59
7.6 SISTEMA DE APOYO	71
7.7 SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL	71
8 ANÁLISIS ECONÓMICO	75
8.1 PRESUPUESTO, COSTE DE INVERSIÓN	75
8.2 ESTUDIO ECONÓMICO	76
9 CONCLUSIONES	81
10 BIBLIOGRAFÍA.....	83
ANEXO I. CATÁLOGOS DE FABRICANTES.....	87
ANEXO II. PLANO	97

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

1. Ilustración. Previsión de crecimiento de la demanda energética (Energía y Sociedad, 2017).....	9
2. Ilustración. Evolución del mix energético hasta el año 2018 (BP, 2019)	10
3. Ilustración. Esquema de la translación de la Tierra (Llorente, 2013).....	13
4. Ilustración. Declinación solar a lo largo del año (Franco, 2016).....	14
5. Ilustración. Altura solar y ángulo cenital (Martínez, 2020).....	15
6. Ilustración. Representación de los distintos ángulos que forma el Sol con el observador (Martínez, 2020)	15
7. Ilustración. Irradiación global en Europa (Wikipedia, 2015).....	17
8. Ilustración. Esquema de una instalación solar térmica (SGP instalaciones, 2020)	19
9. Ilustración. Componentes de un colector de placa plana (Díaz, 2015).....	20
10. Ilustración. Esquema de pérdidas de un captador (Díaz, 2015)	20
11. Ilustración. Colector de tubos de vacío (Díaz, 2015).....	21
12. Ilustración. Comparación de dos acumuladores con y sin estratificación (Solarweb, 2012).....	23
13. Ilustración. Interacumulador de serpentín (Ahorracalor.com, 2020)	24
14. Ilustración. Intercambiador de placas (Alfa Laval, 2020)	24
15. Ilustración. Sistema de expansión abierto y cerrado (IDAE, ASIT, 2020).....	26
16. Ilustración. Regulación de colectores por diferencial de temperaturas (Díaz, 2015) 27	
17. Ilustración. Cara este del edificio	31
18. Ilustración. Cara sur del edificio	32
19. Ilustración. Ubicación del edificio (Google Maps, 2020)	33
20. Ilustración. Esquema de instalación con todo centralizado (ACESOL, 2014).....	49
21. Ilustración. Plano en 2D de la cubierta del edificio con los colectores	50
22. Ilustración. Conexión de captadores: a) En serie. b) En paralelo. c) En serie-paralelo (IDAE, 2009)	51
23. Ilustración. Diagrama para calcular las pérdidas (IDAE, 2009)	52
24. Ilustración. Esquema del cálculo para la distancia mínima (Martínez, 2020)	53
25. Ilustración. Acumulador 5000L Chromagen	57
26. Ilustración. Comparación de conexión en serie o en paralelo (Alvarez, 2009).....	58
27. Ilustración. Aislante térmico	63
28. Ilustración. Vaso de expansión	65
29. Ilustración. Ubicación de las bombas en la instalación (IDAE, ASIT, 2020)	66
30. Ilustración. Bomba de la familia NK.....	69
31. Ilustración. Purgador de aire manual (GENEBRE, 2020)	70
32. Ilustración. Ubicación del sistema auxiliar (AulaFacil, 2020)	71
33. Ilustración. Distribución de sensores en esquema de instalación (IDAE, ASIT, 2020)	72

ÍNDICE DE TABLAS

1. Tabla. Datos meteorológicos (IDAE, 2009).....	33
2. Tabla. Datos de radiación (CHEQ-4, 2020).....	34
3. Tabla. Irradiancia media mensual	35
4. Tabla. Referencia de consumos (IDAE, 2009)	36
5. Tabla. Consumo mensual y anual de ACS.....	36
6. Tabla. Consumo total de agua (Otxoa, 2018)	37
7. Tabla. Resumen de los resultados obtenidos	37
8. Tabla. Demanda energética de la piscina	39
9. Tabla. Marcas y modelos de los colectores	42
10. Tabla. Resultados del parámetro D1	43
11. Tabla. Resultados del parámetro D2	44
12. Tabla. Resultados de la contribución solar mensual	45
13. Tabla. Resultados de la energía aportada mensual y anual	46
14. Tabla. Número y coste de los colectores.....	46
15. Tabla. Características del modelo Escosol FMAX 2.4.....	47
16. Tabla. Pérdidas máximas estipuladas (IDAE, 2009)	52
17. Tabla. Características del fluido caloportador	56
18. Tabla. Dimensiones del intercambiador de calor.....	59
19. Tabla. Características principales del intercambiador	59
20. Tabla. Diámetros y caudales del circuito hidráulico	61
21. Tabla. Pérdidas de carga de los accesorios	62
22. Tabla. Volumen necesario del vaso de expansión	65
23. Tabla. Presupuesto de la instalación (CYPE Ingenieros, 2020).....	76
24. Tabla. Gasto de gas natural sin instalación solar	77
25. Tabla. Gasto de biomasa sin instalación solar	78
26. Tabla. Gasto de gas natural con instalación solar	78
27. Tabla. Gasto de biomasa sin instalación solar	79

ÍNDICE DE GRÁFICAS

1. Gráfica. Potencia solar (fotovoltaica + térmica) instalada en España (REE, 2019)	17
2. Gráfica. Curva de rendimiento (Díaz, 2015)	22
3. Gráfica. Demanda energética mensual.....	38
6. Gráfica. Fracción solar mensual	47
7. Gráfica. Temperatura de congelación del fluido (Carpemar, 2016)	54
8. Gráfica. Densidad en función de la temperatura (Carpemar, 2016)	54
9. Gráfica. Viscosidad en función de la temperatura (Carpemar, 2016).....	55
10. Gráfica. Calor específico en función de la temperatura (Carpemar, 2016).....	55
11. Gráfica. Ábaco para determinar el diámetro (certificaciónenergética.info, 2020).....	60
12. Gráfica. Curva de funcionamiento de la bomba del circuito primario	68
13. Gráfica. Curva de funcionamiento de la bomba del circuito secundario	69

MEMORIA

RESUMEN

Este proyecto consiste en el diseño de una instalación solar térmica de baja temperatura para el abastecimiento energético de un polideportivo. Actualmente, se encarga de abastecer las necesidades energéticas del edificio un sistema convencional formado por tres calderas: dos de gas natural y una de biomasa. Las calderas se encargan tanto del Agua Caliente Sanitaria (ACS), como de la calefacción y la climatización de la piscina interior. Sin embargo, la instalación solar tendrá como misión encargarse del ACS y la climatización de la piscina, en un principio. Se ha diseñado la instalación lo más eficiente posible respetando la normativa, minimizando las pérdidas, intentando del mismo modo minimizar los costes de inversión de la misma.

1 OBJETIVO

El objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar térmica de baja temperatura para abastecer la demanda de Agua Caliente Sanitaria en el Centro Cívico Hegoalde, ubicado en Vitoria-Gasteiz. Para ello, se han seguido mayoritariamente los criterios de dimensionamiento proporcionados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), basados en la normativa vigente del Código Técnico de la Edificación (CTE), sección HE4, concretamente.

En este sentido, es objetivo también de este proyecto constatar la aplicabilidad del CTE, dada su reciente modificación en diciembre del año 2019.

2 ALCANCE

En primer lugar, se recopilarán datos de las necesidades energéticas del edificio, así como datos climatológicos y meteorológicos de la zona en cuestión. Todo ello lleva a la aplicación de un método empírico conocido como f-chart, con el objetivo de dimensionar la superficie de captación necesaria para abastecer la contribución solar mínima que exige la normativa. De hecho, se aplicará el método para diferentes modelos de captadores que existen en el mercado, con el objetivo de escoger el más eficiente tanto energéticamente como económicamente. Conociendo las características geométricas de la cubierta del edificio, se determinará si el proyecto es viable o no desde un punto de vista técnico, comparando la superficie de captación necesaria con la disponible.

En segundo lugar y unido con lo anterior, en caso de resultar viable técnicamente se procederá a realizar cálculos más exhaustivos en relación a la optimización de la orientación y la inclinación de los colectores y la distribución de los mismos en la cubierta del edificio.

Una vez diseñado el sistema de captación, se procederá a dimensionar el resto de componentes que forman una instalación solar térmica de baja temperatura, analizando diferentes opciones con objeto de optimizar al máximo la instalación: sistema de acumulación, sistema de intercambio, circuito hidráulico, sistema auxiliar de energía y sistema de regulación y control.

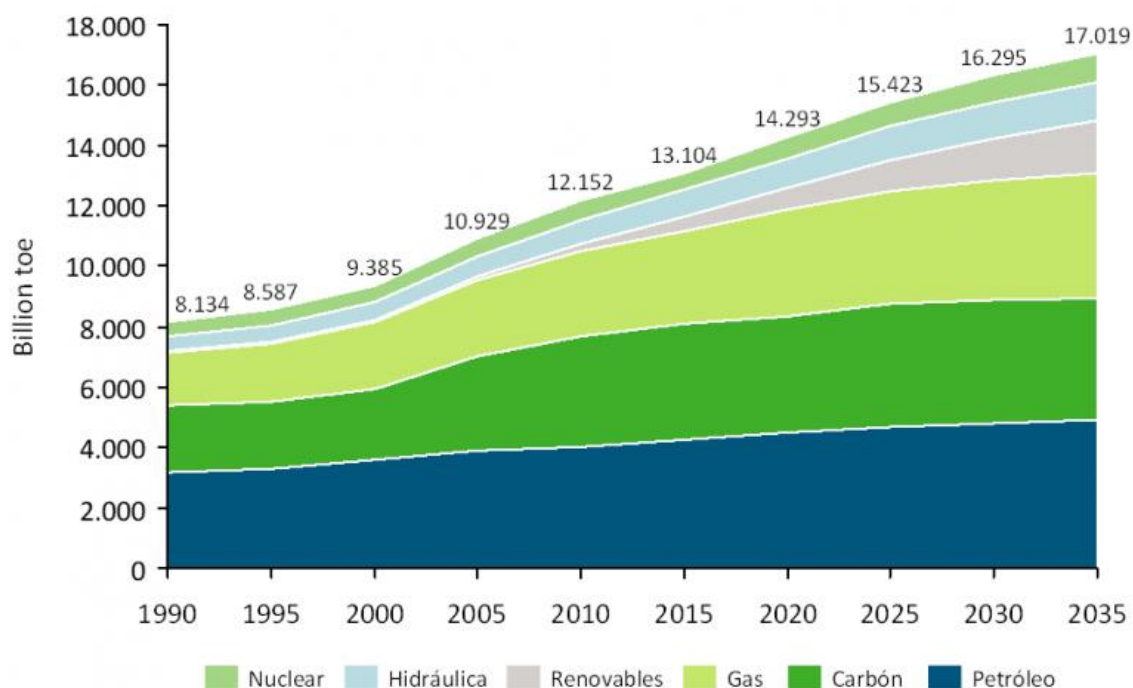
Por último, se realizará un estudio económico de la instalación, con el objetivo de estudiar la viabilidad económica de la implementación de la misma.

3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El modelo energético del futuro es uno de los mayores retos que se le presenta a la humanidad en un futuro cada vez más a corto plazo. Como es sabido, la demanda de energía global ha ido aumentando a medida que se ha ido incrementando la población. En los países actualmente desarrollados, todo comenzó con las Revoluciones Industriales, dónde proliferó el carbón como combustible sustituyendo a la madera convencional. Así, a medida que la población y las necesidades energéticas iban creciendo, se fueron encontrando diversas fuentes de energía como el petróleo, el gas natural, la energía nuclear o las fuentes de energía renovables. Con esto, se ha conseguido abastecer las necesidades energéticas del mundo hasta el día de hoy.

Sin embargo, no todos los países se han desarrollado por igual, y lo que hoy se denomina estado del bienestar no está al alcance de todos los territorios. De hecho, es natural que los países en vías de desarrollo quieran crecer económicamente. Para ello, se necesita energía, por lo que las previsiones de crecimiento de demanda energética siguen siendo ascendentes a escala global.

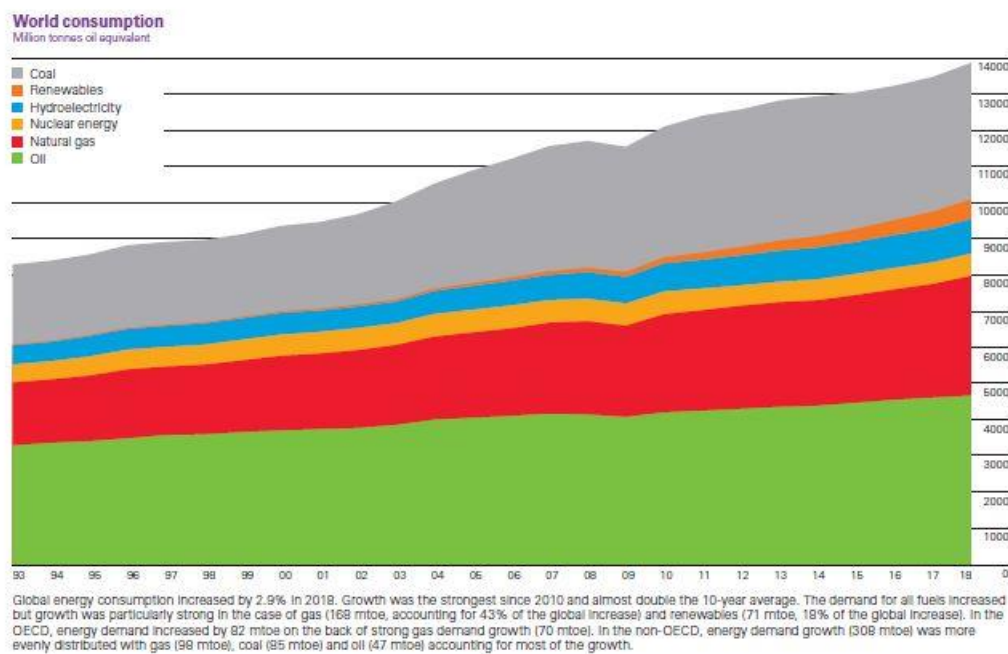
Asimismo, coincide que en los países más desarrollados y, por tanto, con mayor demanda energética, no se encuentran los recursos naturales con los que se abastecen, en general. Esto propicia una dependencia energética del exterior. De hecho, a nivel nacional, existe una elevada dependencia energética del exterior. Así lo expresa el Plan de Energía y Clima redactado por el Gobierno, en el que se prevé una dependencia del 61% para el año 2030 (Barrero, 2020).



1. Ilustración. Previsión de crecimiento de la demanda energética (Energía y Sociedad, 2017)

La diferencia entre las previsiones que hay actualmente es el mix energético que va a sostener dicho crecimiento. Hasta ahora, la voz predominante la llevan los

combustibles fósiles, es decir, los proveniente de la descomposición natural de biomasa a lo largo de millones de años: el petróleo, el carbón y el gas natural. El problema más significativo de la utilización de este tipo de combustible es que en su combustión se emiten gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono, que contribuyen al calentamiento global. Además, las reservas de estos combustibles son limitadas.



2. Ilustración. Evolución del mix energético hasta el año 2018 (BP, 2019)

Por ello, se debe buscar una solución a este problema. Si bien es cierto que es un tema complejo, con muchos puntos de vista y que genera debate, tarde o temprano se deberán abandonar los combustibles fósiles y sustituirlos por otras fuentes de energía.

En relación con todo lo anterior, las energías renovables deben tener un papel protagonista en el futuro energético global, ya que engloban las propiedades adecuadas para conseguir un futuro sostenible. Principalmente,

- Las energías renovables no emiten dióxido de carbono u otros gases contaminantes a la hora de producir energía, que probablemente haría mitigar los efectos del cambio climático producido por el efecto invernadero.
- Como su propio nombre indica, son inagotables, por lo que la escasez de recursos energéticos quedaría en el olvido.
- Reducen la dependencia energética exterior, motivo por el que se ahorrarían una vasta cantidad de recursos económicos que podrían ser destinados a otras aplicaciones.

Esto no quiere decir que las energías renovables no tengan inconvenientes como son su impredecibilidad a la hora de generar energía o el bajo rendimiento de algunas tecnologías.

Con el objetivo de impulsar las energías renovables, la Unión Europea presentó la Directiva 2018/2001, relativa al fomento del uso de energía renovable constituyendo una pieza clave del paquete de medidas necesario para cumplir el Acuerdo de París del año 2015. En ella, se fijan los objetivos de uso de energía renovable, pasando de proponerse una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables a una cuota de mínimo un 32% de aporte energético renovable en el año 2030.

A nivel nacional, en julio de 2020 se aprobó el Real Decreto-ley 23/2020, que recoge una batería de medidas que tienen como objetivo impulsar la transición energética renovable. En resumen, sienta las bases de lo que ha de ser la transición energética en la próxima década en España.

Siguiendo con el hilo, en relación a la energía solar térmica, a la hora de diseñar una instalación se debe respetar la normativa vigente en el CTE, sección HE4, como se ha explicado anteriormente. El CTE es la normativa que establece los requisitos que deben cumplir los edificios en relación a la seguridad y habitabilidad de los mismos, establecido por primera vez en la Ley 38/1999. Con el tiempo se fue modificando esta Ley e incluyendo aspectos en relación al ahorro de energía de los edificios, haciendo de esto una sección entera del documento final, denominada HE. La sección HE se subdivide en diferentes grupos:

- HE0: Limitación del consumo energético
- HE1: Condiciones para el control de la demanda energética
- HE2: Condiciones de las instalaciones térmicas
- HE3: Condiciones de las instalaciones de iluminación
- HE4: Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria
- HE5: Generación mínima de energía eléctrica

Finalmente, se debe señalar que el CTE fue modificado recientemente por el Real Decreto 732/2019.

4 LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

4.1 EL SOL

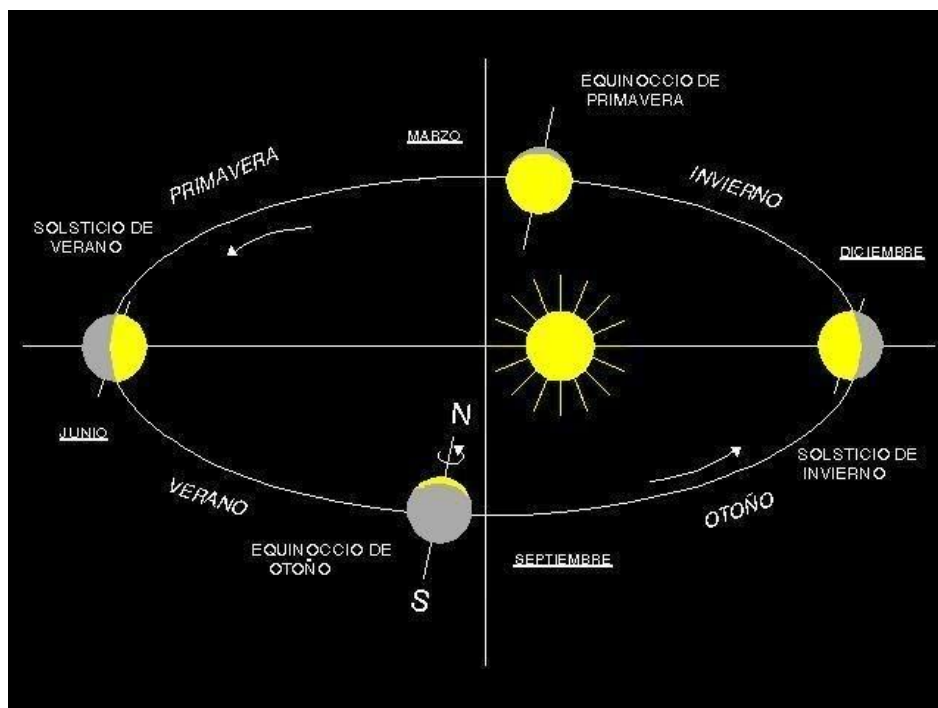
El sol nació hace unos 4500-4600 millones de años. Desde entonces, en su interior se produce una reacción conocida como fusión nuclear, en la cual se fusionan átomos de hidrógeno para producir helio y una alta cantidad de energía. De hecho, en un solo segundo el Sol emite el equivalente de energía de diez billones de humanidades al año (Fracture, 2020). Gracias a esta energía se pudieron dar las condiciones específicas en la Tierra para la formación de vida y su mantenimiento a lo largo de toda la historia.

El sol emite radiación en casi todo el espectro electromagnético; parte de esta energía es filtrada por el campo magnético que rodea la Tierra y por la atmósfera. De hecho, es la razón por la que a la superficie solo llegan mayoritariamente las frecuencias de luz visible e infrarrojo, es decir, luz y calor. Aparte de sustentar la vida en el planeta, esta energía es la responsable de los diferentes climas, el ciclo del agua o la formación de vientos.

4.1.1 Posición solar

Con el objetivo de aprovechar la energía solar, se debe conocer que la posición del sol respecto al observador, en este caso, la Tierra, es diferente durante todo el año.

Para comenzar, la Tierra gira alrededor del Sol formando una órbita elíptica, variando la distancia entre ambos cuerpos celestes durante el año. Esta distancia es mínima en el solsticio de invierno y máxima en el solsticio de verano, también conocidos como perihelio y afelio, respectivamente.



3. Ilustración. Esquema de la translación de la Tierra (Llorente, 2013)

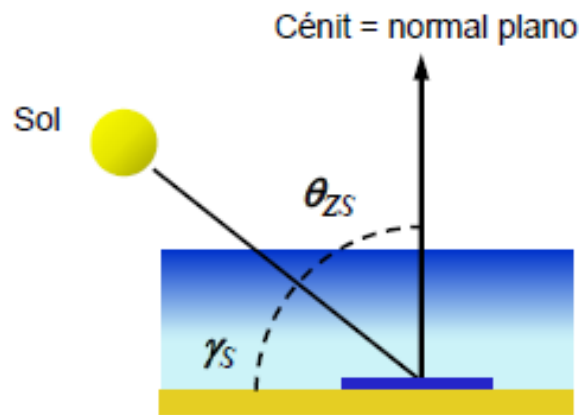
Además, el eje de rotación de la Tierra no está completamente perpendicular al plano que contiene su órbita alrededor del Sol, está inclinado con un ángulo de $23,45^\circ$. Debido a esta inclinación surgen las estaciones. En consecuencia, el ángulo que forman la dirección de los rayos del Sol y el ecuador varía de forma sinusoidal a lo largo del año. A este ángulo se le denomina declinación. En la siguiente figura se puede observar como en los meses de verano los rayos del sol inciden más perpendiculares.



4. Ilustración. Declinación solar a lo largo del año (Franco, 2016)

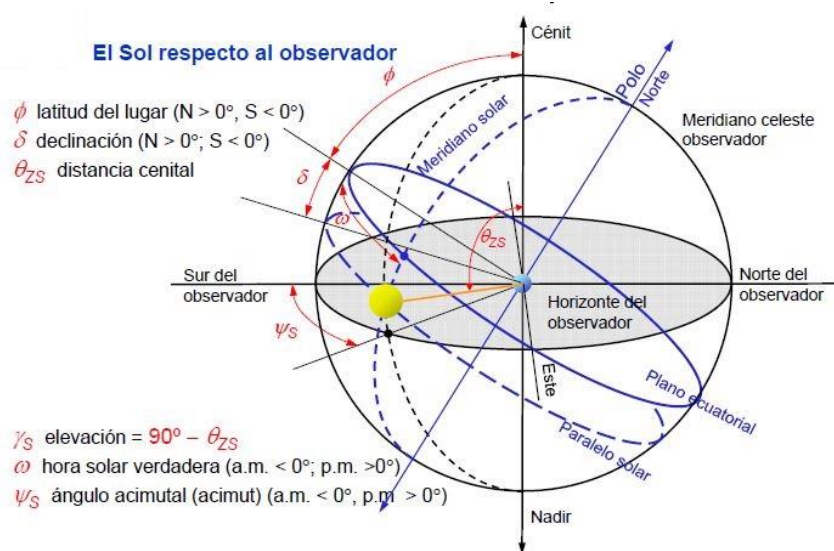
Por otro lado, desde el punto de vista de un observador en la Tierra, es importante definir la altura solar y el ángulo cenital. La altura solar (γ_s) representa el ángulo que forman la posición del Sol y el plano horizontal del observador. Este ángulo varía en función de la declinación, la latitud en la que se encuentre el observador y la hora del día. Cabe destacar que la altura solar es máxima en el solsticio de verano y mínima en el solsticio de invierno. El ángulo cenital, por su parte, es el ángulo que forma la posición del Sol con el cénit, es decir, con el eje perpendicular al plano horizontal del observador. Por lo tanto, se deduce que el cénit forma 90° con el plano horizontal del observador y, en consecuencia:

$$\gamma_s + \theta_{zs} = 90$$



5. Ilustración. Altura solar y ángulo cenital (Martínez, 2020)

En tercer lugar, se define el acimut o ángulo acimutal, formado por la línea sur del observador y la proyección de la posición del Sol en el plano horizontal. Se considera positivo hacia el oeste y negativo hacia el este. En la siguiente imagen se pueden valorar los diferentes ángulos que hacen posible determinar la posición del Sol en el cielo:



6. Ilustración. Representación de los distintos ángulos que forma el Sol con el observador (Martínez, 2020)

4.2 CLASIFICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR

A medida que la humanidad iba requiriendo unas cantidades de energía más altas con el paso de los años y gracias al avance tecnológico, se fueron encontrando maneras de aprovechar la energía solar de diferentes maneras. En este sentido, se

clasifican las diferentes tecnologías (Pérez-Martínez, Cuesta-Santianes, & Cabrera, 2008):

- Energía fotovoltaica: Aprovecha los fotones que llegan desde el sol mediante células fotovoltaicas. Estos fotones son capaces de despegar a un electrón de su órbita creando así una corriente eléctrica, efecto físico conocido como fotoeléctrico. Para ello, se escogen materiales semiconductores que tengan facilidad para sufrir este efecto, como el silicio.
- Energía solar térmica: Aprovecha la radiación del sol para calentar algún fluido que podría utilizarse para un ciclo termodinámico y obtener electricidad o para aprovechar el calor directamente en agua caliente sanitaria o calefacción. Se puede clasificar esta fuente de energía dependiendo del rango de aprovechamiento térmico.
 - Baja temperatura: Se aplica cuando las temperaturas no son superiores a 80°C. A día de hoy la producción de agua caliente sanitaria (ACS) es la mayor aplicación práctica de la energía solar, estando la mayoría de los captadores solares instalados con ese fin. Los niveles de temperatura que hay que alcanzar para ACS oscilan entre los 40°C y 50°C, lo que coincide con la temperatura más apropiada para una buena eficacia del colector. Además, al ser una necesidad que debe ser satisfecha a lo largo de todo el año, la inversión en el sistema solar se rentabilizará más rápidamente que al utilizarlo para aplicaciones estacionales como la calefacción en invierno.
 - Media temperatura: Se aplica para temperaturas entre 80°C y 250°C, y es empleada para la producción de vapor en procesos industriales, producción de energía eléctrica a pequeña escala, descontaminación de gases y aguas residuales, desalación de agua de mar y refrigeración por absorción.
 - Alta temperatura: Se aplica para temperaturas superiores a 250°C, y su aplicación es mayormente la producción de electricidad a gran escala.
- Energía solar pasiva: Está relacionada con el diseño de construcciones que recogen y aprovechan la energía solar para un calentamiento efectivo del interior, así como para proporcionar luz y ventilación natural.

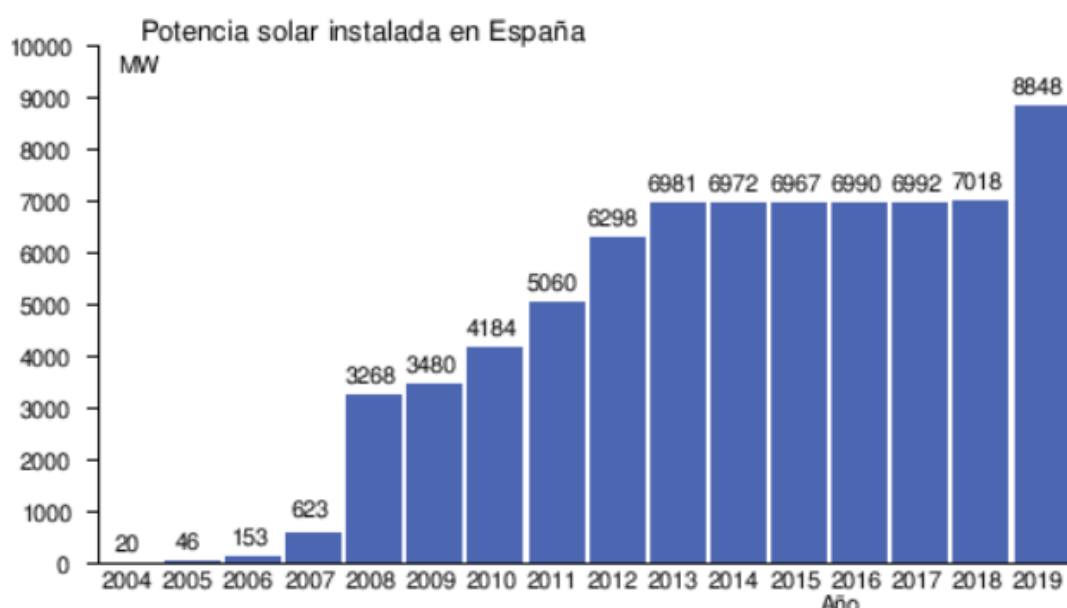
4.3 SITUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA EN ESPAÑA

España es uno de los países dentro de la Unión Europea que más horas de sol tiene. Uniendo esto con las últimas directivas europeas en el ámbito energético (la Directiva 2018/2001 o la Directiva 2018/2002), que llaman a la construcción de instalaciones de energía renovable y al aumento de la eficiencia energética hacen que el recurso solar se deba tener en cuenta.



7. Ilustración. Irradiación global en Europa (Wikipedia, 2015)

En la siguiente imagen se puede observar la evolución de la potencia solar instalada en España desde el año 2004. El rápido crecimiento que se observa en los primeros años se debió a las subvenciones públicas que se le daban a la venta del kWh fotovoltaico, haciendo que las huertas solares brotaran por todo el país. Más tarde se eliminó esta subvención y, en adición, en el año 2015 se implantó el coloquialmente llamado "impuesto al sol", que desincentivaba la inversión en energías renovables para autoconsumo. Debido a esto, la potencia solar instalada se mantuvo constante. Finalmente, en el año 2019 creció de nuevo.



1. Gráfica. Potencia solar (fotovoltaica + térmica) instalada en España (REE, 2019)

En estos momentos, del total de potencia solar instalada, aproximadamente un 30% equivale a energía solar térmica.

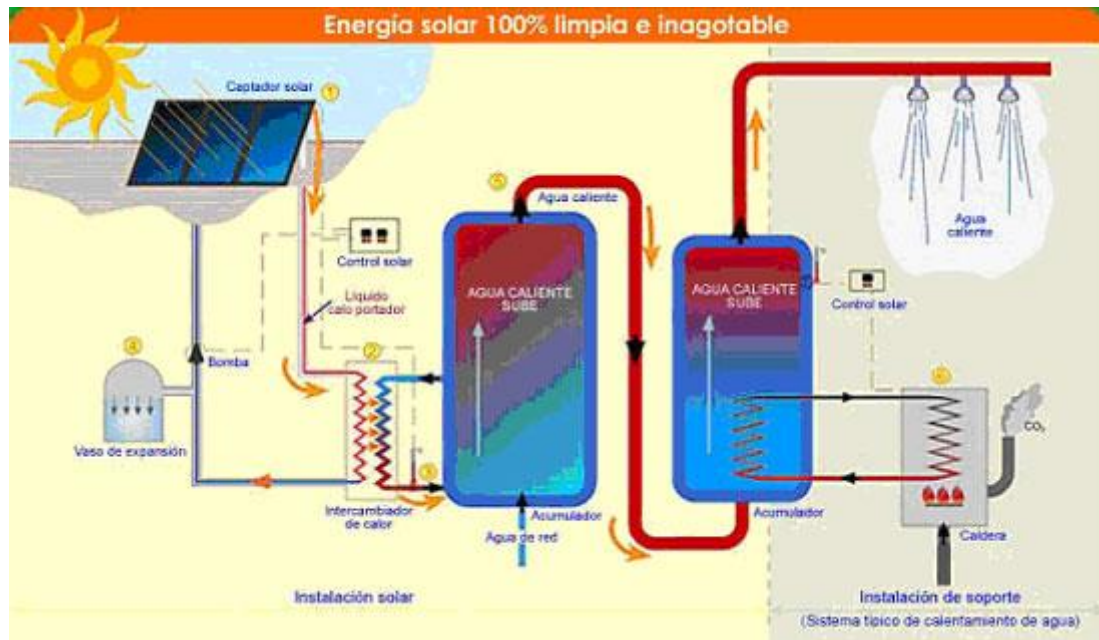
4.4 APLICACIONES

La energía solar térmica de baja temperatura puede ser utilizada en diversas aplicaciones, como se expone a continuación (Hernández, 2015):

- Producción de ACS: Este sistema es cada vez más popular, ya que se puede aplicar a multitud de edificios de diversa aplicación: hoteles, polideportivos, centros comerciales, vivienda unifamiliares o multifamiliares u oficinas. La razón principal que hacen a esta tecnología bastante atractiva es el nivel máximo de temperatura que se alcanza, unos 40-50°C, que coinciden con los más adecuados para el buen funcionamiento de los sistemas solares que se encuentran en el mercado. Por otro lado, es relativamente sencillo lograr abastecer el 100% de ACS en verano.
- Climatización de piscinas: La climatización de piscinas es otra aplicación interesante, tanto para cubiertas como para piscinas a la intemperie. La temperatura a la que se deben mantener es bastante baja, por lo que suele resultar económico abastecerla con unos captadores solares.
- Sistemas de calefacción: Esos equipos suelen ir de la mano con la producción de ACS. El mayor problema reside en la temperatura de trabajo que se debe alcanzar, unos 70-80°C. Por ello, los colectores se suelen utilizar para precalentar el agua y se suele utilizar una caldera convencional de apoyo.
- Refrigeración: En este caso, se utilizaría la energía solar para enfriar el interior de una vivienda en verano. La principal ventaja de esta aplicación es que es necesaria en los meses en los que se disfruta de una mayor radiación solar
- Usos en la industria: Cada vez son más las aplicaciones de esta energía en el ámbito de la industria, en procesos que requieren un considerable caudal de calor para secar, cocer, limpiar, o tratar ciertos productos.

4.5 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN

Una instalación solar térmica de baja temperatura es aquella que está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, transformarla directamente en energía térmica cediéndola a un fluido de trabajo y, por último, almacenar dicha energía térmica de forma eficiente. Dicho sistema se complementa con un sistema convencional de apoyo que puede o no estar integrado dentro de la misma instalación (Fuentes, 2020). En la siguiente figura se puede observar el esquema principal de una instalación:

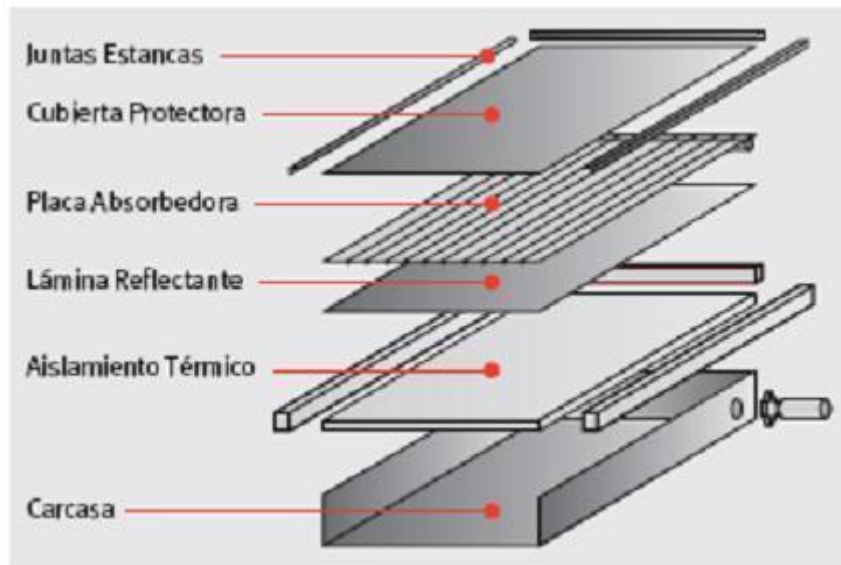


8. Ilustración. Esquema de una instalación solar térmica (SGP instalaciones, 2020)

4.5.1 Sistema de captación

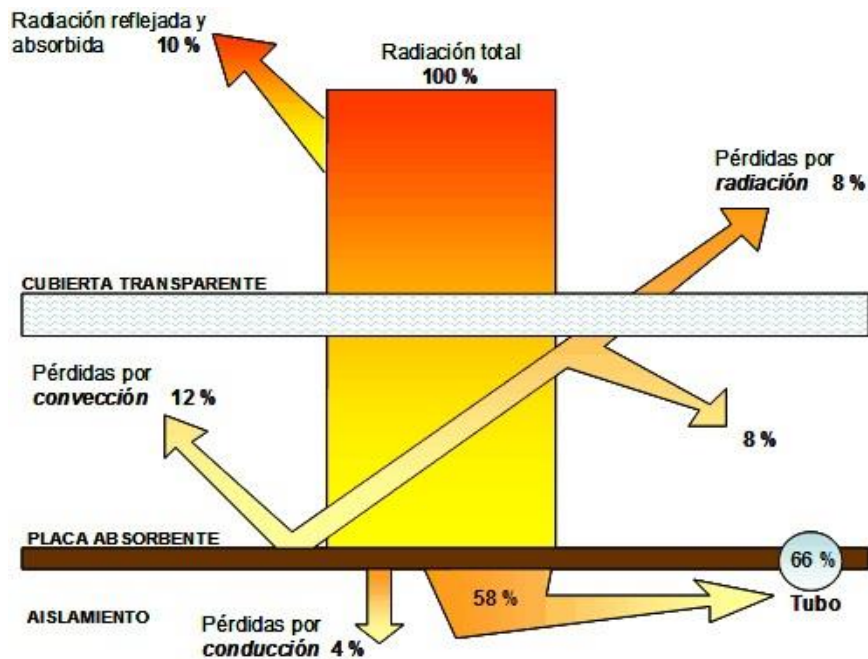
Los colectores solares son los encargados de transferir la radiación solar incidente al fluido de trabajo que circula por ellos en forma de calor de manera eficiente. Es común encontrarlos en sistemas grandes en filas llamadas baterías. Actualmente existen en el mercado varios tipos de colectores solares térmicos, pero los siguientes son los más reseñables:

- Colectores de placa plana: Es el modelo de colector más utilizado por su buena relación coste-producción. La cara expuesta al sol es transparente, cubierta por un vidrio muy fino. Dentro, se ubica una placa metálica que se suelda a una serie de conductos por los que circula el fluido a calentar. Es importante recalcar que el resto de caras son opacas y deben estar perfectamente aisladas térmicamente.



9. Ilustración. Componentes de un colector de placa plana (Díaz, 2015)

En cuanto a su funcionamiento, se basa en el principio de efecto invernadero. El sol incide sobre el vidrio del colector, que deja pasar la mayor parte de la energía. Debajo se encuentra la placa absorbente, cuya misión, como su propio nombre indica, es absorber toda la máxima cantidad de energía posible para transferírsela al fluido. Al calentarse la placa, se convierte en emisora de radiación infrarroja, pero esta energía es eficazmente contenida en el espacio que existe entre el vidrio y la placa, ya que el primero es opaco a la radiación infrarroja. Aun así, siguen existiendo pérdidas debido a la subida de temperatura del vidrio.



10. Ilustración. Esquema de pérdidas de un captador (Díaz, 2015)

La figura superior muestra la incidencia de la radiación total y el aprovechamiento efectivo transmitido a la placa absorbente del captador solar. Los valores indicados son meramente orientativos, ya que éstos dependen de diversos factores como la transmitancia del vidrio, el rendimiento o el tipo de placa absorbente.

- **Colector de tubos de vacío:** En los colectores de este tipo se reduce la superficie captadora a cambio de lograr unas pérdidas caloríficas menores. La lámina captadora se coloca dentro de tubos al vacío, lo que reduce notablemente las pérdidas caloríficas. La ventaja principal de este sistema son su mayor aislamiento (lo que lo hace especialmente indicado para climas muy fríos o de montaña). La desventaja principal es un coste significativamente mayor.



11. Ilustración. Colector de tubos de vacío (Díaz, 2015)

4.5.1.1 Curva de rendimiento

El rendimiento de los colectores no es constante; además de los factores que vienen dados de fábrica, la eficacia de los colectores varía en función de la irradiancia y del salto de temperatura que se le debe aplicar al fluido. Todo ello se relaciona mediante la siguiente expresión:

$$\eta = \eta_0 - k_1 \cdot \frac{\Delta T}{I}$$

Donde,

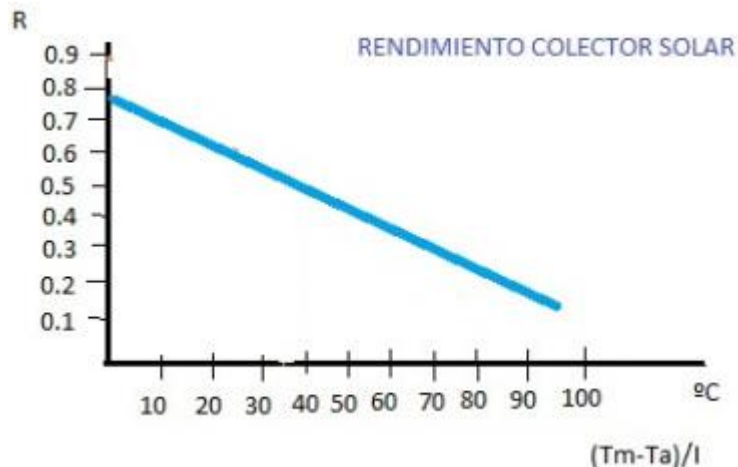
η_0 \equiv Rendimiento óptico (De fábrica)

k_1 \equiv Factor de pérdidas (De fábrica)

ΔT \equiv Diferencia entre la temperatura de uso y la de red

I \equiv Irradiancia global (W/m^2)

En la siguiente gráfica se puede observar la curva de rendimiento de cierto captador:



2. Gráfica. Curva de rendimiento (Díaz, 2015)

4.5.2 Sistema de acumulación

La utilización de un acumulador es imprescindible en una instalación solar, ya que la demanda de agua caliente no siempre tiene por qué ser simultánea con la generación y, además, se consigue un funcionamiento más homogéneo del sistema.

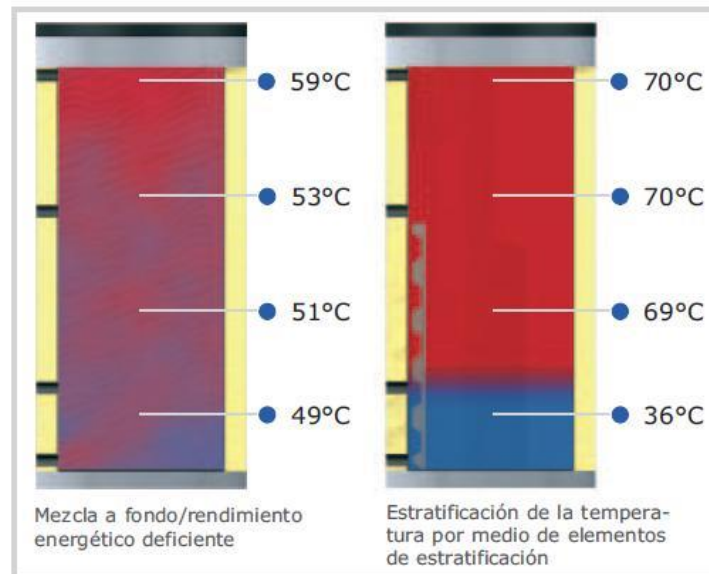
Existen varios tipos de acumulador en función de la aplicación del mismo: agua caliente sanitaria, climatización, calefacción o uso industrial, siendo los primeros los más comunes. Los acumuladores de ACS, que son los que se utilizarán en este proyecto, deben ser capaces de soportar los altos niveles de presión y temperatura previstos con antelación.

Para su correcto funcionamiento, el agua de red debe inyectarse por debajo y el agua caliente por encima. Así, debido a la diferencia de densidades de ambos fluidos, se favorece la estratificación dentro del acumulador, es decir, se obtienen capas de diferentes temperaturas. En consecuencia, la estratificación consigue enviar agua al consumo lo más caliente posible y devolver el agua a los colectores lo más fría posible, aumentando la eficiencia de la instalación. De la misma manera, se recomienda utilizar acumuladores verticales para favorecer este fenómeno.

Específicamente, el Pliego de condiciones del IDAE brinda las condiciones a cumplir por las conexiones hidráulicas de los acumuladores:

- La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los captadores al acumulador se realizará, preferentemente, a una altura comprendida entre el 50 % y el 75 % de la altura total del mismo.
- La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los captadores se realizará por la parte inferior de éste.
- En caso de una sola aplicación, la alimentación de agua de retorno de consumo al depósito se realizará por la parte inferior. En caso de sistemas abiertos en el consumo, como por ejemplo ACS, esto se refiere al agua fría de red. La extracción de agua caliente del depósito se realizará por la parte superior.
- En caso de varias aplicaciones dentro del mismo depósito habrá que tener en cuenta los niveles térmicos de éstas, de forma que tanto las salidas como los retornos para

aplicaciones que requieran un mayor nivel térmico en temperaturas estén por encima de las que requieran un nivel menor.



12. Ilustración. Comparación de dos acumuladores con y sin estratificación (Solarweb, 2012)

4.5.3 Sistema de intercambio de calor

Los intercambiadores de calor dividen el circuito de la instalación en dos: el circuito primario y el circuito secundario. El circuito primario es el que va desde el intercambiador de calor hasta los captadores y regresa. El circuito secundario, por su parte, es el que va desde el intercambiador hasta el acumulador. La función básica del intercambiador es transmitir eficazmente el calor del circuito primario al secundario. Se distinguen dos tipos: intercambiadores externos e intercambiadores incorporados al acumulador. En este segundo caso no existiría circuito secundario.

4.5.3.1 Intercambiadores incorporados al acumulador

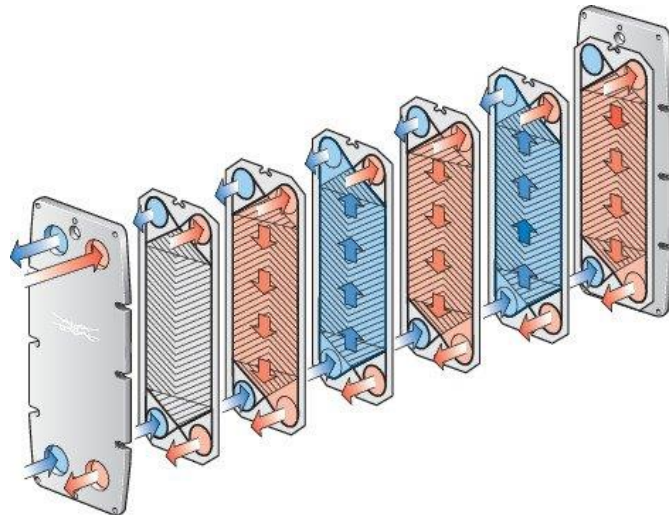
También llamados interacumuladores, son más eficaces en instalaciones pequeñas, ya que minimizan las pérdidas de carga al eliminar el circuito secundario. Existen dos formas de integrar el intercambiador al acumulador: serpentín y doble envolvente. En el primer caso, se introduce la tubería dentro del acumulador y, una vez dentro, se hace rotar para formar una espiral. En el segundo caso, el fluido portador de calor circula alrededor del depósito, sin llegar a entrar.



13. Ilustración. Interacumulador de serpentín (Ahorracalor.com, 2020)

4.5.3.2 Intercambiadores externos

Cuando la instalación va aumentando las dimensiones, conviene utilizar intercambiadores externos, ya que su rendimiento de intercambio es mayor. Están formados por un número determinado de placas, por las cuales circulan alternándose en cada placa los fluidos del primario y del secundario. Por lo tanto, a mayor número de placas más potencia será capaz de intercambiar. La circulación de los fluidos del primario y del secundario pueden tener el mismo sentido o ir a contracorriente.



14. Ilustración. Intercambiador de placas (Alfa Laval, 2020)

4.5.4 Circuito hidráulico

El circuito hidráulico es el encargado de la distribución y del transporte correcto del fluido por toda la instalación. Está formado por tuberías, bombas, válvulas y demás accesorios que se analizan a continuación (Urresti, 2017).

4.5.4.1 Tuberías

Las tuberías son las encargadas del transporte del fluido en ambos circuitos, el primario y el secundario. Los materiales más utilizados en el circuito primario son el cobre y el acero inoxidable. En el circuito secundario es posible encontrar materiales plásticos también. A la hora de realizar el dimensionamiento de las tuberías, es imprescindible tener en cuenta las pérdidas térmicas, las pérdidas de carga y la resistencia a la presión del circuito.

4.5.4.2 Bomba

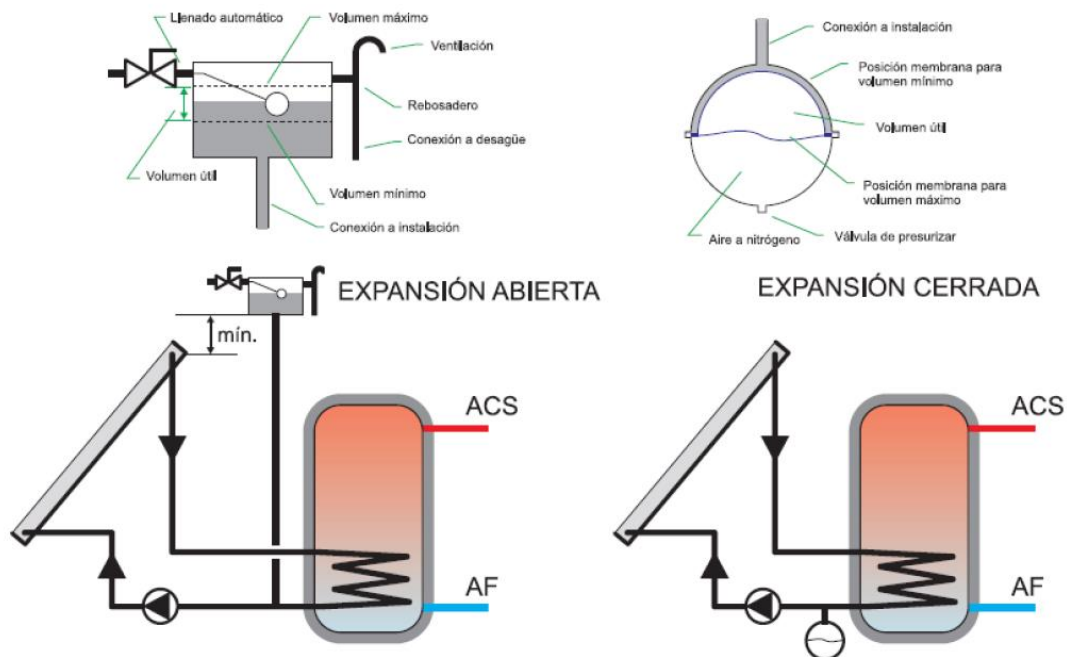
En todo circuito hidráulico, las bombas son las encargadas de aportar al fluido la energía necesaria para superar las pérdidas de carga del circuito. Siempre que sea posible, las bombas se montarán en las zonas más frías del circuito, con el objetivo de evitar la cavitación y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.

Cabe destacar que en instalaciones con superficies de captación superiores a 50 m², se montarán dos bombas idénticas en paralelo, tanto en el circuito primario como en el secundario.

4.5.4.3 Vaso de expansión

El vaso de expansión es el encargado de absorber las variaciones de volumen y presión del fluido debido a los cambios de temperatura del circuito, manteniendo la presión entre límites preestablecidos. En los sistemas cerrados es completamente obligatorio, y debe montarse al lado de la bomba de circulación, preferentemente en la aspiración.

Existen dos tipos de vasos de expansión: abiertos y cerrados. En el circuito primario, en los sistemas de expansión abiertos las variaciones de volumen del fluido se absorben en un depósito abierto a la atmósfera, normalmente situado en el punto más alto de la instalación. Sin embargo, los sistemas abiertos están en desuso, ya que lo prohíbe el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios) (RITE). Los sistemas cerrados son depósitos metálicos que tienen su interior dividido por una membrana impermeable y elástica. Cuando la dilatación del agua produce un aumento del volumen y presión esta membrana se deforma, aumentando la capacidad del circuito. Una parte del depósito está conectada al circuito, mientras que la otra se encuentra llena de un gas inerte.



15. Ilustración. Sistema de expansión abierto y cerrado (IDAE, ASIT, 2020)

4.5.4.4 Purgadores

Es bastante común que en las instalaciones solares se vayan formando pequeñas burbujas de aire en el circuito hidráulico, que por diferencia de densidad se concentran en los puntos más altos de la instalación. Es por ello necesaria la inclusión de purgadores en los puntos altos de las instalaciones, ya que una bolsa de aire lo suficientemente grande influye negativamente en la circulación del fluido.

4.5.4.6 Válvulas

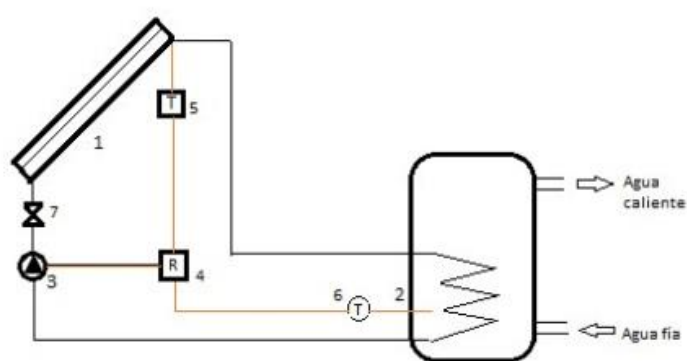
En los circuitos hidráulicos se introducen varios tipos de válvulas. Las más frecuentes son:

- **Válvulas de corte:** Su función es aislar partes o elementos de la instalación para su mantenimiento o arreglo.
- **Válvulas de seguridad:** Son imprescindibles para mantener la presión por debajo de los límites preestablecidos. La presión debe ser menor que la presión que pueda soportar el elemento más delicado de la instalación. Se debe instalar una por cada circuito cerrado como mínimo.
- **Válvulas anti-retorno o de retención:** Su función es obligar al fluido a circular en un solo sentido.
- **Válvulas de 3 y 4 vías:** Se utilizan cuando en una instalación el fluido debe circular por vías alternativas.
- **Válvulas de equilibrado:** Su función principal es garantizar el mismo recorrido hidráulico en todas las bancadas de colectores.
- **Válvulas de vaciado:** Las válvulas de vaciado sirven para drenar parte del fluido, vaciando parcialmente la instalación, para labores de mantenimiento.

4.5.5 Sistema de regulación y control

El objetivo de los sistemas de regulación es el control de los componentes de la instalación, logrando así una automatización del proceso que aporta, asimismo, seguridad. Está formado por termostatos, reguladores, sensores (termopares, termoresistencias y termistores) y elementos actuadores.

Es común que los principales elementos de control estén ligados al funcionamiento de las bombas. Por ejemplo, en el control de la imagen el regulador diferencial compara la temperatura del colector con la existente en la parte baja del interacumulador. Cuando la temperatura del captador menos la del interacumulador, más el diferencial que se establezca, alcance un valor determinado, el regulador dará orden de marcha a la bomba (Díaz, 2015).



16. Ilustración. Regulación de colectores por diferencial de temperaturas (Díaz, 2015)

4.5.6 Sistema auxiliar

En épocas de meteorología adversa o alta demanda de energía, la instalación solar no será capaz de abastecer la mencionada demanda. Por lo tanto, se debe disponer de un sistema de apoyo de energía convencional. Este debe ser dimensionado como si no hubiese instalación solar.

Los sistemas auxiliares pueden ser eléctricos o calderas que se alimenten de gas o diésel, siendo estas últimas más óptimas para instalaciones de grandes magnitudes.

Por último, aportar es importante disponer de un sistema de control eficaz que gestione correctamente la instalación, para que haga entrar en acción lo menos posible al sistema de apoyo.

4.6 REQUISITOS BÁSICOS

Los requisitos generales para toda instalación térmica están especificados en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2009).

4.6.1 Fluido de trabajo

Como fluido de trabajo en el circuito primario se utilizará agua de la red, agua desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar y del agua utilizada. Los aditivos más usuales son los anticongelantes, aunque en ocasiones se puedan utilizar aditivos anticorrosivos.

En cualquier caso, el pH estará comprendido entre 5 y 9, y el contenido de sales se debe ajustar a los siguientes puntos:

- La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$.
- El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l. expresados como contenido en carbonato cálcico.
- El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l.

El diseño de los circuitos evitará cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación. En particular, se prestará especial atención a una eventual contaminación del agua potable por el fluido del circuito primario.

4.6.1 Protección contra heladas

El fabricante, suministrador final, instalador o diseñador del sistema deberá fijar la mínima temperatura permitida en el sistema. Todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deberán ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el sistema.

Cualquier componente que vaya a ser instalado en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de los 0 °C, deberá estar protegido contra heladas.

Como método de protección anti-heladas se podrá utilizar:

- Mezclas anticongelantes
- Recirculación de agua en los circuitos
- Drenaje automático con recuperación de fluido
- Drenaje al exterior (solo para sistemas solares prefabricados)

En el caso de este proyecto, la opción elegida es una mezcla anticongelante, como se explicará en el capítulo 7.

4.6.2 Protección contra sobrecalentamientos y quemaduras

El sistema deberá estar diseñado de tal forma que, cuando exista una demanda baja con una alta radiación, no se produzcan situaciones en las cuales el usuario tenga que realizar alguna acción especial para llevar al sistema a su forma normal de operación.

Por otro lado, cuando la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60 °C deberá ser instalado un sistema automático de mezcla u otro sistema que limite la temperatura de suministro a 60°C.

4.6.3 Resistencia a presión

Se deberán cumplir los requisitos de la norma UNE-EN 12976-1:2020, que entró en vigor en enero del mismo año, sustituyendo a la norma UNE-EN 12976-1:2006.

En el caso de sistemas de consumo abiertos con conexión a la red, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma para verificar que todos los componentes de consumo la soporten.

4.6.4 Prevención del flujo inverso

La instalación del sistema deberá asegurar que no se produzcan pérdidas energéticas relevantes debidas a flujos inversos no intencionados en ningún circuito hidráulico del sistema.

En sistemas con circulación forzada se aconseja utilizar válvulas anti-retorno para evitar flujos inversos.

4.6.5 Prevención de la legionelosis

En instalaciones de ACS se debe tener en cuenta la fácil proliferación de la Legionella, bacteria que produce la legionelosis, ya que viven en aguas estancadas con un amplio rango de temperatura, preferiblemente superior a 35°C (Mezi, 2001).

En consecuencia, la temperatura del agua deberá ser superior a 50°C en el punto más alejado y la instalación permitirá que el agua alcance una temperatura de 70°C, para eliminar la bacteria. En consecuencia, no se admite la presencia de componentes de acero galvanizado.

5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En este capítulo se define la localización del edificio y se procede a describir el mismo. Asimismo, se recopilan los datos climatológicos de la zona en particular, para luego definir las dimensiones de la instalación.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL EDIFICIO

El edificio a estudiar, llamado Centro Cívico Hegoalde, es un conjunto de instalaciones de aplicaciones polideportivas y socioculturales destinadas al uso de la ciudadanía en general. El C.C. Hegoalde es gestionado por el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz y consta de 4 plantas en las que se reparten biblioteca, piscina interior, teatro, ludoteca, salas de ejercicio, canchas de diversos deportes y otras salas de diversas actividades. En total, ocupa una superficie de 4176 m² aproximadamente.



17. Ilustración. Cara este del edificio



18. Ilustración. Cara sur del edificio

Siguiendo con el hilo, el consumo preferente de ACS se realiza en los vestuarios y duchas colectivas disponibles para los usuarios después de la realización de una determinada actividad deportiva.

Cabe destacar que en los meses de verano los horarios de apertura del centro se ven reducidos comparándolos con los meses de invierno. Asimismo, la cantidad de usuarios se reduce también. Por consiguiente, el consumo preferente de ACS se realiza en invierno.

5.1.1 Instalación térmica actual

Actualmente, tres calderas se encargan del abastecimiento de agua caliente sanitaria, calefacción y climatización de la piscina en el edificio. Están ubicadas en la planta baja del edificio, en la mitad superior oeste del mismo.

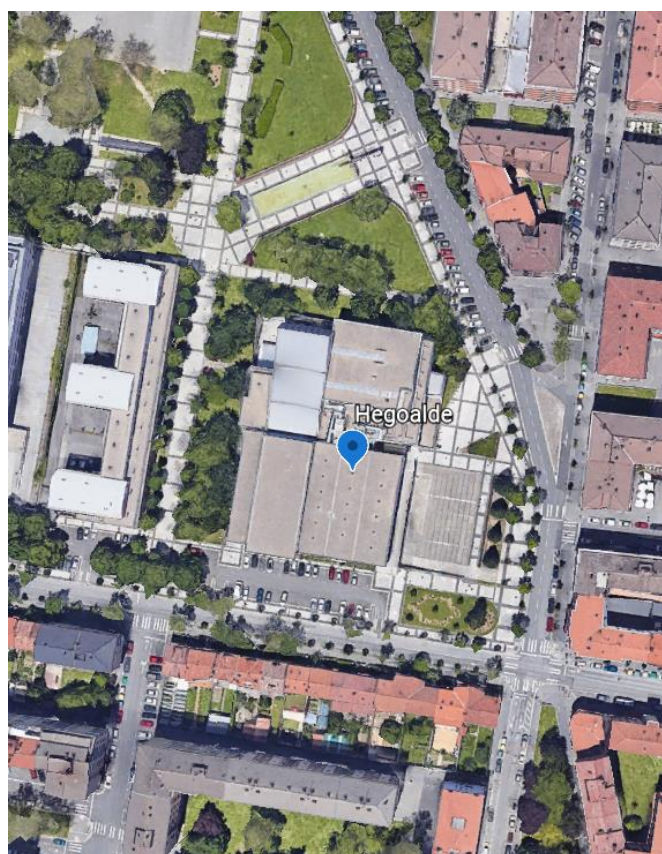
Las dos primeras calderas (Ygnis EN), compradas en el año 1998, son convencionales, y el combustible que utilizan es gas natural. Tienen una potencia nominal de 500kW, lo que hace un total de 1000kW entre las dos.

La tercera y última caldera (Hertz-Firematic), comprada en el año 2014, tiene una potencia nominal de 301kW. Utiliza biomasa como combustible.

5.2 LOCALIZACIÓN

El edificio se encuentra en el barrio de Hegoalde de Vitoria-Gasteiz, cuyo nombre hereda el mismo edificio. La ciudad está a 540 metros sobre el nivel del mar, a latitud 42,9°N y longitud 2,7°W.

En la siguiente imagen, orientada con los puntos cardinales, se observa detalladamente la ubicación del edificio y su entorno. En la parte norte hay un parque, en las orientaciones este y sur hay edificios de viviendas de una altura máxima de 4 plantas y en la cara oeste del edificio hay una residencia de estudiantes, también de 4 plantas.



19. Ilustración. Ubicación del edificio (Google Maps, 2020)

5.2.1 Datos meteorológicos

En este apartado se recogen los datos mensuales de temperaturas ambiente y de red de Vitoria-Gasteiz, así como la media de horas de sol diarias en función del mes:

	Temperatura de red T_r (°C)	Temperatura ambiente T_a (°C)	Horas de sol
Enero	7	7	8
Febrero	7	7	9
Marzo	8	11	9
Abril	10	12	9,5
Mayo	12	15	9,5
Junio	14	19	9,5
Julio	16	21	9,5
Agosto	16	21	9,5
Septiembre	14	19	9
Octubre	12	15	9
Noviembre	8	10	8,5
Diciembre	7	7	7,5

1. Tabla. Datos meteorológicos (IDAE, 2009)

5.2.2 Datos de radiación

En la siguiente tabla se muestran los datos mensuales de radiación referentes a un día, considerado como el día que representa la media del mes entero.

	Energía media H (kWh/m ²)	k	Energía media corregida H _c (kWh/m ²)
Enero	1,36	1,46	1,9856
Febrero	2,15	1,33	2,8595
Marzo	3,26	1,16	3,7816
Abril	4,14	1	4,14
Mayo	5,03	0,89	4,4767
Junio	5,56	0,84	4,6704
Julio	6,22	0,87	5,4114
Agosto	5,49	1	5,49
Septiembre	4,18	1,22	5,0996
Octubre	2,72	1,46	3,9712
Noviembre	1,64	1,61	2,6404
Diciembre	1,09	1,58	1,7222

2. Tabla. Datos de radiación (CHEQ-4, 2020)

En cuanto a la segunda columna, el parámetro k es un factor de corrección que ha de aplicarse a la energía media mensual, dependiente de la latitud de la ubicación y la inclinación de los colectores (β).

Según el Pliego de Condiciones del IDAE, se considera la dirección sur como la orientación óptima y la mejor inclinación de los colectores es dependiente del periodo de consumo:

- Consumo constante anual: la latitud geográfica
- Consumo preferente en invierno: la latitud geográfica +10°
- Consumo preferente en verano: la latitud geográfica -10°

Conociendo la utilidad y las aplicaciones del edificio, el consumo de ACS se realiza mayoritariamente en invierno por lo que se preestablece una inclinación óptima de 53°.

Por último, conociendo las horas de sol medias diarias de cada mes y la energía media incidente que llega desde el sol a una superficie inclinada 53°, se determina la irradiancia mensual:

	Irradiancia media (W/m²)
Enero	283,89
Febrero	344,81
Marzo	461,85
Abril	470,76
Mayo	496,35
Junio	540,35
Julio	574,91
Agosto	578,95
Septiembre	591,17
Octubre	459,63
Noviembre	336,73
Diciembre	292,59

3. Tabla. Irradiancia media mensual

5.3 DEMANDA ENERGÉTICA

Una vez conocidos los factores climatológicos que afectarán al dimensionado de la instalación, se procede al cálculo de la demanda energética de ACS para el C.C. Hegoalde.

En primer lugar, es conocido el dato de la cantidad de usuarios que hicieron uso de las instalaciones en el año 2018, que se extrapolará a los cálculos para la deducción de la necesidad energética: 380.103 personas en total (Otxoa, 2018). Debido a la influencia de la época estacional en la afluencia de personas en las instalaciones, se estima que un 60% de usuarios acuden en los meses de invierno y un 40% en los meses de verano. Así, los meses de invierno ocuparían el rango desde septiembre hasta febrero ambos incluidos y los restantes se definen como meses de verano. La razón de esto es la alta cantidad de épocas festivas que se encuentran a partir de marzo. Finalmente, se calcula la cantidad de usuarios por día:

$$\text{Invierno} \rightarrow \frac{380.103 \cdot 0,6 \text{ usuarios}}{181 \text{ días}} = 1260 \frac{\text{usuarios}}{\text{día}}$$

$$\text{Verano} \rightarrow \frac{380.103 \cdot 0,4 \text{ usuarios}}{184 \text{ días}} = 826,31 \frac{\text{usuarios}}{\text{día}}$$

Por otro lado, según el pliego de condiciones del IDAE, el consumo de ACS por cada servicio en un vestuario o ducha colectiva es de 15l.

<i>Criterio de consumo</i>	<i>Litros/día</i>	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hoteles (4 estrellas)	70	por cama
Hoteles (3 estrellas)	55	por cama
Hoteles/Hostales (2 estrellas)	40	por cama
Campings	40	por emplazamiento
Hostales/Pensiones (1 estrella)	35	por cama
Residencias (ancianos, estudiantes, etc.)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Oficinas	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

4. Tabla. Referencia de consumos (IDAE, 2009)

Por lo tanto, con el valor referente y la cantidad de usuarios por día se deduce el valor del volumen de ACS consumido en un día. Finalmente, se utiliza ese mismo dato para todos los días del mes y se obtiene el consumo de ACS mensual. Sumando todos los consumos mensuales, se obtiene el consumo anual.

$$\text{Consumo mensual} = \frac{15l}{\text{usuario}} \cdot \text{núm.} \frac{\text{usuarios}}{\text{día}} \cdot N \left(\frac{\text{días}}{\text{mes}} \right)$$

	Consumo de agua (kg)
Enero	585905
Febrero	529204
Marzo	384235
Abril	371840
Mayo	384235
Junio	371840
Julio	384235
Agosto	384235
Septiembre	567004
Octubre	585905
Noviembre	567004
Diciembre	585905
AÑO	5701545

5. Tabla. Consumo mensual y anual de ACS

Como comprobación, se ha comparado el consumo anual con la media del volumen total anual de agua consumido en los últimos años en el centro cívico, el cual se puede

observar en la siguiente tabla. Se ha verificado que el consumo obtenido es menor que el consumo total, un 68%, concretamente, lo cual significa que la aproximación realizada se puede suponer correcta.

2016	2017	2018	Media
8.582 m ³	8.694 m ³	7.832 m ³	8.369 m ³

6. Tabla. Consumo total de agua (Otxoa, 2018)

Siguiendo con el proceso de cálculo, se han de reconvertir los valores de consumo obtenidos a unidades de energía, energía en forma de calor que se utilizará para calentar el agua de red a una temperatura de referencia de 60°, recomendada por el CTE (CTE, 2019). Para ello, se utiliza la siguiente expresión:

$$Q = m_{ACS} \cdot c_e \cdot \Delta T = V_{ACS} \cdot \rho_{agua} \cdot c_e \cdot (T_{ACS} - T_{red})$$

Donde,

V_{ACS} \equiv Consumo mensual de Agua caliente Sanitaria (m³)

ρ_{agua} \equiv Densidad del agua, se toma 1000 kg/m³

c_e \equiv Calor específico del agua, se toma 4,18 J/kg·°C

T_{ACS} \equiv Temperatura referencia de ACS, 60°

T_{red} \equiv Temperatura de la red

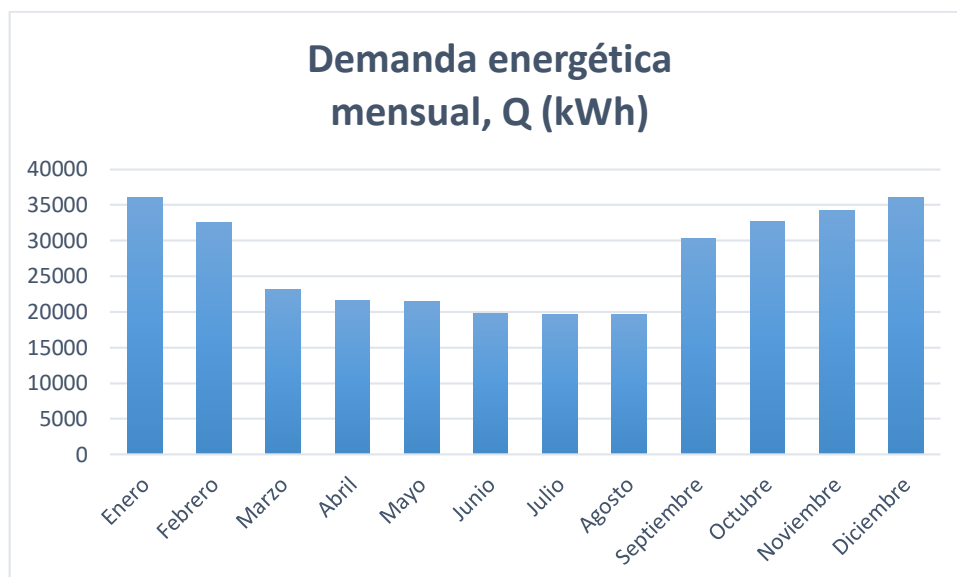
En la siguiente tabla se recopilan los resultados de los cálculos realizados:

	Días	Número de usuarios al día	Consumo de agua (L)	T _{red} (°C)	Q _d (kWh)
Enero	31	1260	585905	7	36055,91957
Febrero	28		529204	7	32566,63704
Marzo	31	826	384235	8	23199,22854
Abril	30		371840	10	21587,37147
Mayo	31		384235	12	21414,6725
Junio	30		371840	14	19860,38175
Julio	31		384235	16	19630,11645
Agosto	31		384235	16	19630,11645
Septiembre	30		1260	567004	14
Octubre	31	585905		12	32654,41773
Noviembre	30	567004		8	34234,4702
Diciembre	31	585905		7	36055,91957

7. Tabla. Resumen de los resultados obtenidos

En conclusión, la demanda energética total anual es de 819.923,59kWh.

En la siguiente gráfica se puede observar como en los meses de enero y diciembre se requiere una cantidad de energía mayor para cubrir la demanda de ACS.



3. Gráfica. Demanda energética mensual

5.3.1 Demanda energética piscina cubierta

Por otro lado, la piscina interior del centro cívico se debe mantener a una temperatura estable durante el año. Esto supone un gran aporte de demanda energética en climatización de la piscina.

Tomando como referencia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, las pérdidas energéticas en piscinas cubiertas vienen dadas por evaporación, que suponen entre el 70% y el 80%, y por radiación, que representan entre el 15% y el 20%. Para estimar las pérdidas energéticas se utiliza la siguiente expresión:

$$P(kW) = (130 - 3t_{ws} + 0,2t_{ws}^2) \left(\frac{S_w}{1000} \right)$$

Donde,

$t_{ws} \equiv$ Temperatura del agua ($^{\circ}\text{C}$). Según los datos proporcionados por el Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz, la temperatura del agua de las piscinas interiores municipales se mantiene alrededor de los 25°C . Se ha estimado que la temperatura del agua se mantiene constante todos los días del año.

$S_w \equiv$ Superficie de la piscina (m^2). Las dimensiones de la piscina son de $25 \times 12,5$ metros, por lo que la superficie total es de $312,5 \text{ m}^2$.

En total, las pérdidas energéticas de la piscina ascienden a $56,25\text{kW}$. Dado que para mantener la temperatura constante se debe abastecer de energía a la piscina con el mismo valor que las pérdidas, la demanda es de $56,25\text{kW}$. Finalmente, multiplicando este valor por el número de horas mensuales, se obtiene la demanda energética, como se muestra en la siguiente tabla:

	N (días/mes)	Horas mensuales	Demanda energética mensual piscina, $Q_{d,piscina}$ (kWh)
Enero	31	744	41850
Febrero	28	672	37800
Marzo	31	744	41850
Abril	30	720	40500
Mayo	31	744	41850
Junio	30	720	40500
Julio	31	744	41850
Agosto	31	744	41850
Septiembre	30	720	40500
Octubre	31	744	41850
Noviembre	30	720	40500
Diciembre	31	744	41850
		TOTAL	492750

8. Tabla. Demanda energética de la piscina

5.3.2 Contribución Solar Mínima

La Contribución Solar Mínima (CSM) es la relación exigida por normativa entre la energía solar aportada y la demanda energética anual. Esta relación se especifica en la sección HE4 del CTE. Hasta el año 2020 este parámetro variaba en función de la zona climática en la que se encontrase la instalación. Sin embargo, el 27 de diciembre de 2019 se publicó el Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, que modifica ciertas partes del CTE. Por ello, la contribución solar mínima debe ser del 70% para todo el país (60% si la demanda es inferior a 5000 l/día), independientemente de la zona climática. Por lo tanto, 70% es el valor que se tendrá en cuenta en este proyecto.

En este sentido, es inviable contemplar una instalación que aporte un mínimo del 70% de energía solar, teniendo en cuenta la escasa radiación solar incidente en Vitoria-Gasteiz a lo largo de un año, para abastecer tanto la climatización de la piscina como el agua caliente sanitaria. Las dimensiones de la instalación serían inalcanzables, comenzando con la cantidad de colectores; no cabrían en el tejado. Aplicando el método f-chart, explicado detalladamente en el capítulo 6, se deduce que se necesitarían aproximadamente 495 captadores, o, lo que es lo mismo, 1093 m² de superficie captadora para obtener la contribución solar mínima.

Por lo tanto, se ha decidido dimensionar la instalación únicamente para el abastecimiento del ACS, aunque no esté justificado por la normativa vigente.

Por otro lado, la normativa limita la instalación en el sentido de que la contribución solar debe ser menor siempre a un 110% y, asimismo, no superar el 100% más de tres meses consecutivos. No obstante, en caso de no cumplir con las citadas premisas, el CTE propone diferentes medidas:

- Dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes (a través de equipos específicos preferentemente pasivos o mediante la circulación nocturna del circuito primario)
- Tapado parcial del campo de colectores. En este caso el captador se aísla del calentamiento producido por la radiación solar y a su vez evacúa los posibles excedentes térmicos a través del fluido del circuito primario
- Vaciado parcial del campo de captadores. Dada la pérdida de parte del fluido del circuito primario, debe ser repuesto por un fluido de características similares.
- Desvío de excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes.
- Sistemas de vaciado y llenado automático del campo de captadores.

6 DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO DE COLECTORES

En este capítulo se procede a dimensionar el campo de colectores con la ayuda del método F-Chart. En otras palabras, se calculará la cantidad de colectores necesaria para cumplir con el objetivo de llegar al 70% de contribución solar mínima. En el proceso, se compararán 6 modelos de colectores que se encuentran en el mercado en función de varios factores como el económico o el geométrico y se escogerá el más óptimo.

6.1 MÉTODO F-CHART

El método f-chart permite realizar el cálculo de la cobertura solar y su rendimiento medio en un largo período de tiempo. Además, está aceptado por la normativa vigente.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, y es perfectamente válido para determinar el rendimiento o factor de cobertura solar en instalaciones de calentamiento, en todo tipo de edificios, mediante captadores solares planos.

La secuencia de cálculo a seguir es la siguiente (certificaciónenergética.info, 2020):

1. Evaluación de las cargas caloríficas mensuales. Dicho de otra manera, se trata de obtener la demanda energética mensual
2. Evaluación de la radiación solar incidente en la superficie inclinada de los captadores
3. Determinación de la curva de rendimiento de los diferentes captadores
4. Estimación de la superficie de captación necesaria
5. Cálculo del parámetro D_1
6. Cálculo del parámetro D_2
7. Determinación de f (Contribución solar)
8. Valoración de la cobertura solar mensual y anual

Como se puede observar, los dos primeros pasos de la secuencia ya han sido realizados, ya que se ha determinado la demanda energética mensual y se ha analizado la radiación solar incidente en función de la inclinación de los captadores. Por tanto, el siguiente paso consiste en fijar la curva de rendimiento de los captadores.

3. Determinación de la curva de rendimiento de los diferentes captadores

En la siguiente tabla se muestran las características principales de los modelos de captadores escogidos, incluyendo el rendimiento óptico y el coeficiente de pérdidas, indispensables para fijar la curva de rendimiento del captador. Debe mencionarse que todos los modelos son colectores de placa plana excepto el colector Viessman Vitosol 200-T, SP2A, que utiliza la tecnología de tubos de vacío.

Marca y modelo	Dimensiones (Alto x ancho)	Superficie útil (m ²)	Rendimiento óptico η_0	Coefficiente de pérdidas k_1 (W/m ² ·K)
Viessman Vitosol 200FM, SV2F	2,38 x 1,056	2,32	0,757	4,069
Viessman Vitosol 200FM, SH2F	1,056 x 2,38	2,32	0,76	4,031
Viessman Vitosol 200-T, SP2A	2,241 x 1,053	1,51	0,756	1,362
Escosol FMAX 2,4	1,93 x 1,23	2,21	0,823	3,36
Escosol Sol 2800	2,307 x 1,206	2,65	0,704	3,555
Ibersolar OPS-V250	2,03 x 1,23	2,3	0,745	3,556

9. Tabla. Marcas y modelos de los colectores

A partir de este momento, se debe aplicar cada uno de los pasos de la secuencia del método f-chart a todos los colectores con el objeto de realizar una comparación optimizada.

4. Estimación de la superficie de captación necesaria

Para estimar la mínima superficie necesaria se utilizará la siguiente expresión:

$$S_c = \frac{\sum Q_d}{\sum Q_a} \cdot f$$

Donde,

$\sum Q_d \equiv$ Consumo energético anual (kWh)

$\sum Q_a \equiv$ Aporte energético solar anual (kWh/m²)

f \equiv Contribución solar mínima

En el capítulo anterior se ha calculado la demanda energética anual: 819.923,59kWh. La contribución solar debe ser del 70%. Por tanto, queda por determinar la energía aportada por cada metro cuadrado y captador. Para ello, se utilizará la curva de rendimiento explicada en el capítulo 4 de cada modelo. Después, se deducirá la energía aportada mensual con la siguiente expresión:

$$Q_a = H_c \cdot \eta \cdot N$$

Donde N es el número de días del mes que se está analizando. Por último, se suman las aportaciones de todos los meses para obtener la anual.

5. Cálculo del parámetro D_1

Siguiendo con el hilo, el parámetro D_1 es la relación entre la energía absorbida por los captadores y la carga calorífica mensual, que no es más que la demanda energética mensual.

$$D_1 = \frac{E_a}{Q_a}$$

La energía absorbida se calcula de la siguiente forma:

$$E_a = S_c \cdot F_r' \cdot (\tau \cdot \alpha) \cdot H_c \cdot N$$

Donde,

S_c \equiv Superficie de captación total, la estimada en el apartado anterior

H_c \equiv Energía solar media diaria

N \equiv Número de días del mes en cuestión

El valor del parámetro adimensional $F_r' \cdot (\tau \cdot \alpha)$ se calcula con la siguiente expresión:

$$F_r' \cdot (\tau \cdot \alpha) = F_r \cdot (\tau \cdot \alpha)_n \cdot \frac{(\tau \cdot \alpha)}{(\tau \cdot \alpha)_n} \cdot \frac{F_r'}{F_R}$$

Donde,

$F_r \cdot (\tau \cdot \alpha)_n$ \equiv Rendimiento óptico del captador

$\frac{(\tau \cdot \alpha)}{(\tau \cdot \alpha)_n}$ \equiv Modificador del ángulo de incidencia. Se toma un valor de 0,96.

$\frac{F_r'}{F_R}$ \equiv Corrección del conjunto captador-intercambiador. Se toma un valor de 0,95

D ₁	Vitosol 200FM SV2F	Vitosol 200FM SH2F	Vitosol 200-T SP2A	Escosol FMAX 2,4	Escosol SOL 2800	Ibersolar OPS-V250
Enero	0,63	0,62	0,45	0,48	0,62	0,60
Febrero	0,87	0,85	0,61	0,66	0,84	0,82
Marzo	1,81	1,78	1,28	1,37	1,76	1,70
Abril	2,02	1,99	1,43	1,54	1,97	1,90
Mayo	2,22	2,18	1,57	1,69	2,16	2,09
Junio	2,52	2,48	1,78	1,92	2,45	2,38
Julio	2,80	2,76	1,98	2,13	2,73	2,64
Agosto	2,82	2,78	2,00	2,15	2,75	2,66
Septiembre	1,71	1,69	1,21	1,30	1,67	1,61
Octubre	1,28	1,26	0,90	0,97	1,24	1,20
Noviembre	0,82	0,80	0,58	0,62	0,79	0,77
Diciembre	0,61	0,60	0,43	0,47	0,60	0,58

10. Tabla. Resultados del parámetro D₁

6. Cálculo del parámetro D₂

El parámetro D₂ es la relación entre las pérdidas de energía del campo de colectores y la carga calorífica mensual.

$$D_2 = \frac{E_p}{Q_d}$$

Las pérdidas de energía se obtienen mediante la siguiente ecuación:

$$E_p = S_c \cdot F_r' \cdot U \cdot (100 - T_a) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2$$

Donde,

$F_r' \cdot U$ \equiv Pendiente de la curva característica del captador (coeficiente de pérdidas)

T_a \equiv Temperatura ambiente durante las horas diurnas

Δt \equiv Periodo de tiempo considerado (el mes), en horas.

K_1 \equiv Factor de corrección por almacenamiento

K_2 \equiv Factor de corrección para ACS

El parámetro K_1 se calcula de la siguiente manera:

$$K_1 = \left(\frac{\text{masa de fluido acumulada}}{75 \cdot S_c} \right)^{-0,25} = \left(\frac{V_{alm} \cdot \rho_{agua}}{75 \cdot S_c} \right)^{-0,25}$$

Para estimar un primer volumen de almacenamiento, se tendrá en cuenta la normativa vigente, el CTE, que obliga a cumplir la siguiente condición:

$$50 < V/A < 180$$

Donde A es la superficie total de los colectores en metros cuadrados y V es el volumen de acumulación en litros. Por lo tanto, se fija el volumen de acumulación de la siguiente manera:

$$V_{alm} = 75 \cdot S_c \rightarrow K_1 = 1$$

Así, después de acabar todo el proceso que requiere el método f-chart, se corregirá el factor de corrección dependiendo del modelo escogido y el volumen real que este puede contener.

Por otro lado, el parámetro K_2 relaciona la temperatura de ACS, la temperatura de red y la temperatura ambiente:

$$K_2 = \frac{1,16 + 1,18 \cdot T_{ACS} + 3,86 \cdot T_{red} - 2,32 \cdot T_a}{100 - T_a}$$

D ₂	Vitosol 200FM SV2F	Vitosol 200FM SH2F	Vitosol 200-T SP2A	Escosol FMAX 2,4	Escosol SOL 2800	Ibersolar OPS-V250
Enero	3,68	3,58	0,87	2,12	3,37	3,08
Febrero	3,68	3,58	0,87	2,12	3,37	3,08
Marzo	5,39	5,24	1,28	3,10	4,93	4,51
Abril	5,95	5,78	1,41	3,43	5,44	4,98
Mayo	6,25	6,07	1,48	3,60	5,72	5,23
Junio	6,42	6,23	1,52	3,69	5,87	5,37
Julio	6,93	6,73	1,64	3,99	6,34	5,80
Agosto	6,93	6,73	1,64	3,99	6,34	5,80
Septiembre	4,21	4,09	1,00	2,42	3,85	3,52
Octubre	4,10	3,98	0,97	2,36	3,75	3,43
Noviembre	3,63	3,53	0,86	2,09	3,32	3,04
Diciembre	3,68	3,58	0,87	2,12	3,37	3,08

11. Tabla. Resultados del parámetro D2

7. Determinación de f (Contribución solar)

El valor f se obtiene a partir de los parámetros adimensionales D_1 y D_2 calculados en los pasos anteriores con la siguiente expresión:

$$f = 1,029 \cdot D_1 - 0,065 \cdot D_2 - 0,245 \cdot D_1^2 + 0,0018 \cdot D_2^2 + 0,0215 \cdot D_1^3$$

f	Vitosol 200FM SV2F	Vitosol 200FM SH2F	Vitosol 200-T SP2A	Escosol FMAX 2,4	Escosol SOL 2800	Ibersolar OPS-V250
Enero	0,34	0,34	0,36	0,31	0,35	0,35
Febrero	0,51	0,50	0,49	0,45	0,51	0,51
Marzo	0,89	0,88	0,88	0,82	0,89	0,89
Abril	0,93	0,93	0,95	0,88	0,94	0,94
Mayo	0,98	0,97	1,00	0,93	0,98	0,99
Junio	1,04	1,04	1,08	1,01	1,05	1,05
Julio	1,07	1,07	1,14	1,06	1,08	1,09
Agosto	1,07	1,07	1,15	1,06	1,08	1,09
Septiembre	0,91	0,91	0,86	0,83	0,91	0,91
Octubre	0,72	0,72	0,68	0,64	0,72	0,72
Noviembre	0,48	0,47	0,46	0,42	0,48	0,47
Diciembre	0,33	0,33	0,35	0,30	0,33	0,33

12. Tabla. Resultados de la contribución solar mensual

8. Valoración de la cobertura solar mensual y anual

Finalmente, se obtiene mes a mes la contribución solar proporcionada por la superficie captadora estimada de la siguiente manera:

$$E_{solar_mensual} = H_c \cdot f$$

Q _a (kWh)	Vitosol 200FM SV2F	Vitosol 200FM SH2F	Vitosol 200-T SP2A	Escosol FMAX 2,4	Escosol SOL 2800	Ibersolar OPS-V250
Enero	13164,07	13088,88	13712,91	13432,14	13310,46	13322,66
Febrero	19356,93	19224,58	18656,19	19214,84	19406,23	19300,39
Marzo	32981,36	32866,45	32679,43	33123,38	33131,79	33094,51
Abril	20100,20	20051,96	20358,93	20345,07	20230,35	20253,08
Mayo	19821,14	19790,66	20363,02	20169,40	19974,45	20028,91
Junio	19815,14	19806,89	20669,24	20285,79	19996,07	20088,83
Julio	19079,75	19093,37	20404,29	19699,03	19292,13	19428,61
Agosto	19136,26	19150,98	20481,10	19763,34	19350,52	19489,27
Septiembre	17370,58	17288,82	16461,77	17192,88	17381,84	17297,50
Octubre	23956,05	23811,32	22668,76	23656,80	23967,38	23821,62
Noviembre	17671,65	17551,10	17155,26	17584,92	17730,80	17643,25
Diciembre	12552,11	12483,34	13235,37	12865,57	12709,39	12734,70
Año	235005,24	234208,35	236846,27	237333,17	236481,40	236503,31

13. Tabla. Resultados de la energía aportada mensual y anual

Sumando todas las aportaciones solares de todos los meses se obtiene la aportación solar anual. Por último, se deduce la contribución solar como la relación entre la mencionada aportación solar anual y la demanda energética anual.

$$f_{\text{anual}} = \frac{Q_{a,\text{anual}}}{Q_{d,\text{anual}}}$$

El resultado obtenido deberá ser mayor que el 70% exigido por la normativa. En caso de no conseguirlo, se aumentará la cantidad de colectores a instalar, aumentando así la superficie de captación, y se repetirá todo el proceso hasta alcanzar el valor deseado.

6.2 COMPARACIÓN DE LOS COLECTORES

Una vez aplicado el proceso de cálculo, se procede a la comparación de los diferentes captadores. Para ello, se tendrán en cuenta el número mínimo de captadores necesarios para llegar a la contribución solar mínima, así como la inversión a realizar dependiendo del modelo. Los resultados obtenidos son los siguientes:

	Coste unitario	Número de paneles (70%)	Coste total
Vitosol 200FM SV2F	775,00 €	206	159.650,00 €
Vitosol 200FM SH2F	775,00 €	203	157.325,00 €
Vitosol 200-T SP2A	1.457,00 €	221	321.997,00 €
Escosol FMAX 2,4	395,00 €	174	68.730,00 €
Escosol SOL 2800	550,00 €	186	102.300,00 €
Ibersolar OPS-V250	616,00 €	196	120.736,00 €

14. Tabla. Número y coste de los colectores

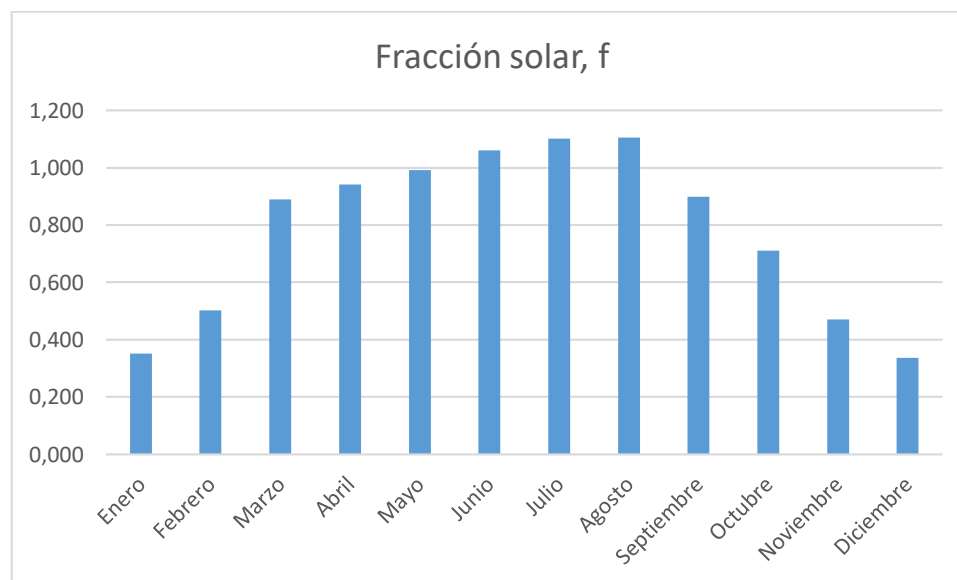
Debido al alto rendimiento que le permite ser el modelo que menos colectores necesita para llegar a la contribución solar mínima y ser, además, el colector que menos

coste supone, se escoge el captador de la marca Escosol, modelo FMAX 2.4. Las características principales del mismo se muestran a continuación:

	Escosol FMAX 2,4
Área bruta (m ²)	2,37
Área apertura (m ²)	2,23
Dimensiones totales (mm) (Alto x Ancho x Grueso)	1930 x 1230 x 86
Presión máxima de trabajo (bar)	10
Capacidad (L)	1,7
Eficiencia óptica	0,823
Pérdidas Térmicas A1	3,36
Pérdidas Térmicas A2	0,013
Temp. Estancamiento (°C)	163,8

15. Tabla. Características del modelo Escosol FMAX 2.4

A continuación, se muestra la fracción solar mensual que proporciona este modelo de colector:



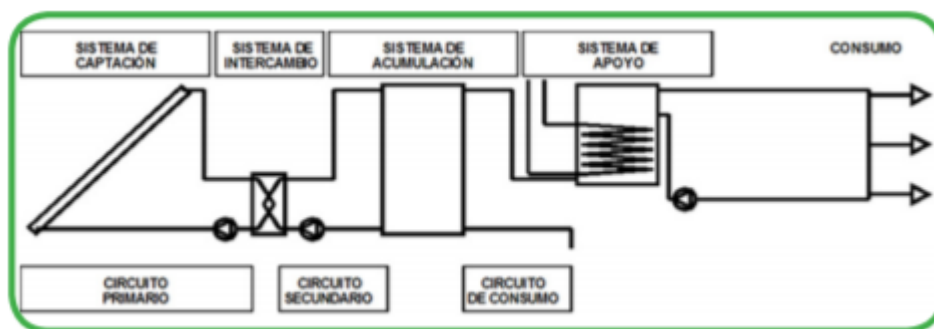
4. Gráfica. Fracción solar mensual

Observando la gráfica, se puede observar un contratiempo: en los meses de julio y agosto la fracción solar excedería el 110%, resultado no permitido por la normativa. Para solucionarlo, en los dos meses con mayor irradiación solar se tapaná una fila de colectores. Se estarían tapando 9 colectores, concretamente, tal como se podrá observar una vez se describa la configuración de los mismos.

7 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

7.1 CONFIGURACIÓN BÁSICA

En primer lugar, se debe deliberar la tipología de la instalación antes de proceder al diseño de todos los elementos. En este caso, se ha escogido el tipo de instalación con todo centralizado. Se decide instalar todos los componentes necesarios en la sala de calderas existente.



20. Ilustración. Esquema de instalación con todo centralizado (ACESOL, 2014)

Atendiendo a los criterios establecidos en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, se clasificaría la instalación de la siguiente manera:

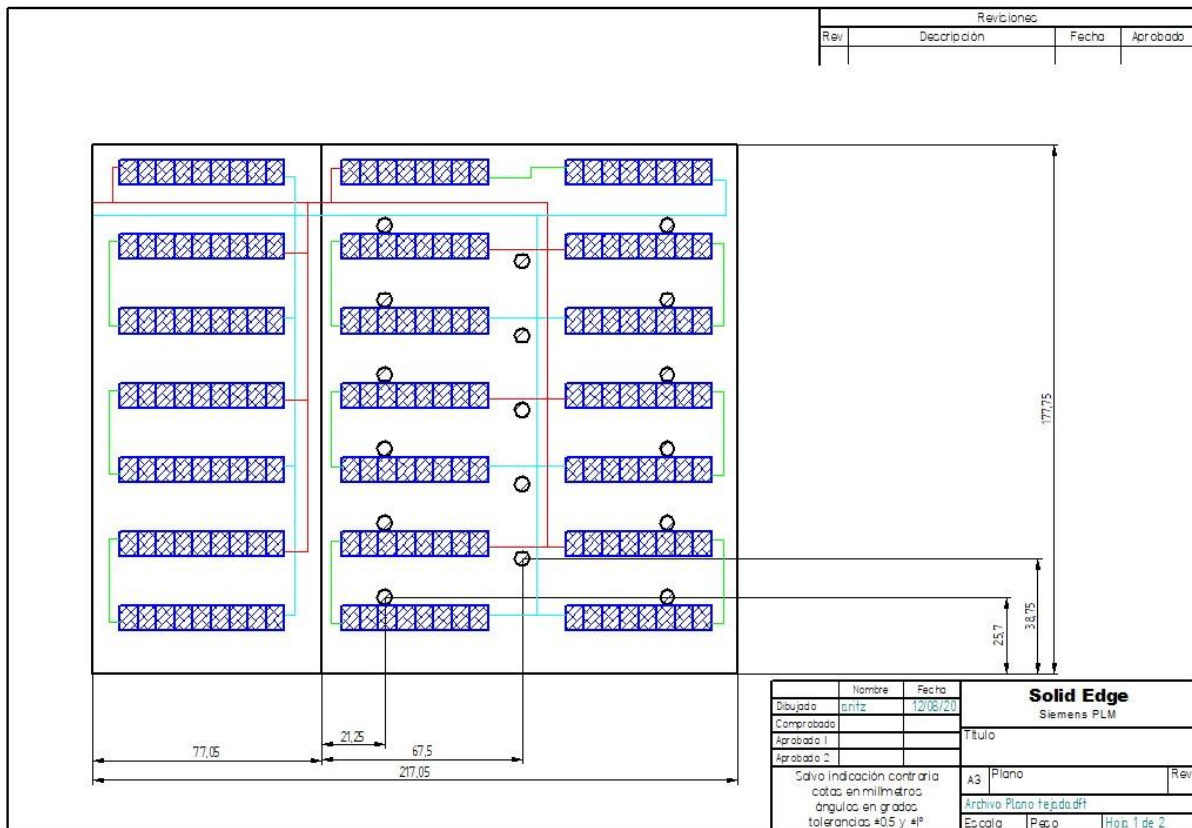
- Instalación por circulación forzada
- Instalación con intercambiador de calor independiente
- Instalación con sistema de expansión cerrado
- Sistema de energía auxiliar en línea centralizado

7.2 SISTEMA DE CAPTACIÓN

Para comenzar, se debe diseñar correctamente la distribución de los colectores en la cubierta del edificio. En este caso, los colectores ocupan una superficie de 386,75 m². Debido a las grandes dimensiones de la instalación (superior a 100 m²), el IDAE recomienda agrupar baterías de colectores en lo que técnicamente se conoce como sectores. El objetivo de esto es permitir realizar trabajos de mantenimiento o reparación de cualquier componente del circuito hidráulico únicamente deteniendo el funcionamiento del sector afectado. Para instalaciones de más de 100m², como es el caso, se recomienda realizar hasta 4 grupos cada 100m². Para llevar la sectorización a cabo, cada grupo debe disponer de dos válvulas de corte situadas a la entrada y salida de cada grupo y de una válvula de seguridad, tarada a la presión necesaria para proteger el circuito aislado.

Por lo tanto, se ha decidido que el sistema de captación estará formado por 175 colectores, distribuidos en 11 grupos. Cada grupo está formado por dos baterías de colectores a excepción del grupo A, que está formado por una batería. A pesar de que se recomienda que las baterías tengan la misma cantidad de colectores para un correcto equilibrado hidráulico, en este caso no se ha podido tener en cuenta esa consideración debido a las limitaciones geométricas del tejado del edificio sumado a la gran cantidad de colectores a ubicar. Así, las baterías de los grupos B, C y D están formadas por 9 colectores y las baterías de los grupos restantes están formadas por 8 colectores. Irán situados en el

tejado del edificio como puede verse en la imagen inferior. El plano puede observarse en detalle en el Anexo 1.

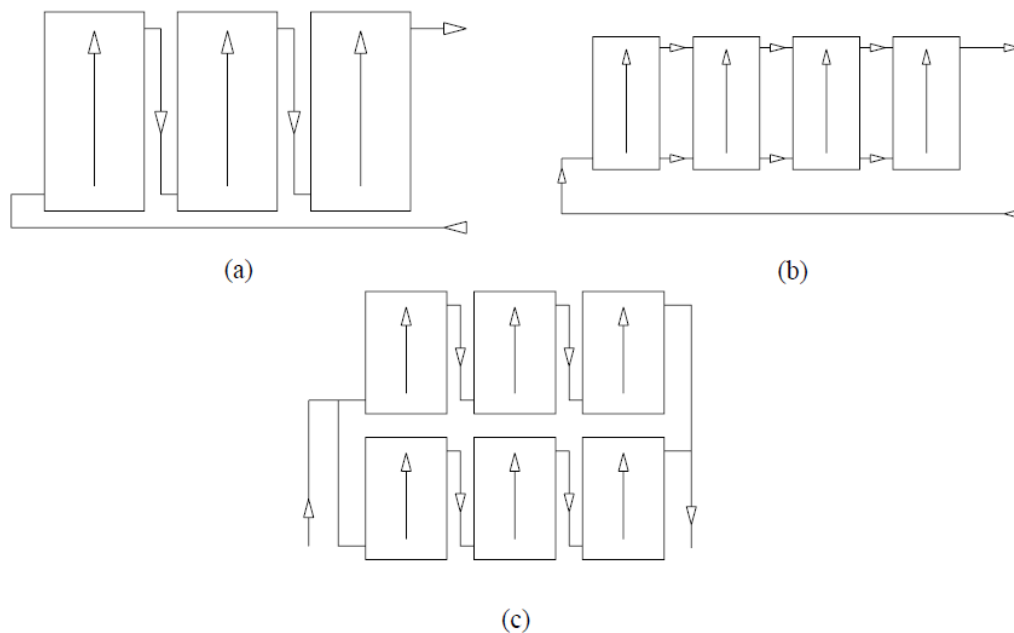


21. Ilustración. Plano en 2D de la cubierta del edificio con los colectores

7.2.1 Conexión de los captadores

Los captadores pueden conectarse de tres maneras diferentes: en serie, en paralelo o en serie-paralelo (manera mixta). El conexionado en paralelo mejora en rendimiento a la vez que aumenta el coste, ya que se aumentaría el circuito hidráulico. La característica principal de la conexión en paralelo es que el caudal total de la batería se reparte entre todos los captadores. Al dividirse el caudal, se reducen las pérdidas de carga dentro de los colectores, pero se debe asegurar un flujo uniforme en todos los colectores (Corporación de Desarrollo Tecnológico - Cámara Chilena de la Construcción, 2020).

Por otro lado, la conexión en serie abarata costes, pero se reduce la eficacia del sistema (Hernández, 2015). La característica principal de la conexión en serie es que el fluido recorre todos los colectores de la batería, aumentando así las pérdidas de carga.



22. Ilustración. Conexión de captadores: a) En serie. b) En paralelo. c) En serie-paralelo (IDAE, 2009)

Sin embargo, una batería de captadores conectados en serie no debe superar una superficie de 10m^2 . Por lo tanto, se ha decidido diseñar una instalación mixta; los captadores dentro de las baterías irán conectados en paralelo. A su vez, las baterías que forman los grupos están conectadas en serie, y, finalmente, los grupos estarán conectados en paralelo.

Siguiendo con el hilo, el diseño de la instalación debe garantizar igual recorrido hidráulico en todas las baterías de captadores. Es decir, se procura que las pérdidas de carga sean iguales en todas las filas de captadores. Para ello, la primera opción fue diseñar un retorno invertido, que consiste en llevar la tubería de agua fría hasta la batería de captadores más lejana. No obstante, las grandes dimensiones de la instalación, la distinta distribución grupos y la diferente cantidad de colectores dentro de cada batería hacen que sean necesarias válvulas de equilibrado.

Por último, deben instalarse válvulas de corte a la entrada y salida de los distintos grupos, de manera que puedan utilizarse para aislamiento los componentes en labores de mantenimiento o sustitución. Asimismo, deberá instalarse una válvula de seguridad en cada grupo.

7.2.2 Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

La orientación, inclinación y sombras de los colectores afectan directamente a la eficiencia de la instalación, por lo que se han establecido por normativa las pérdidas máximas aceptables.

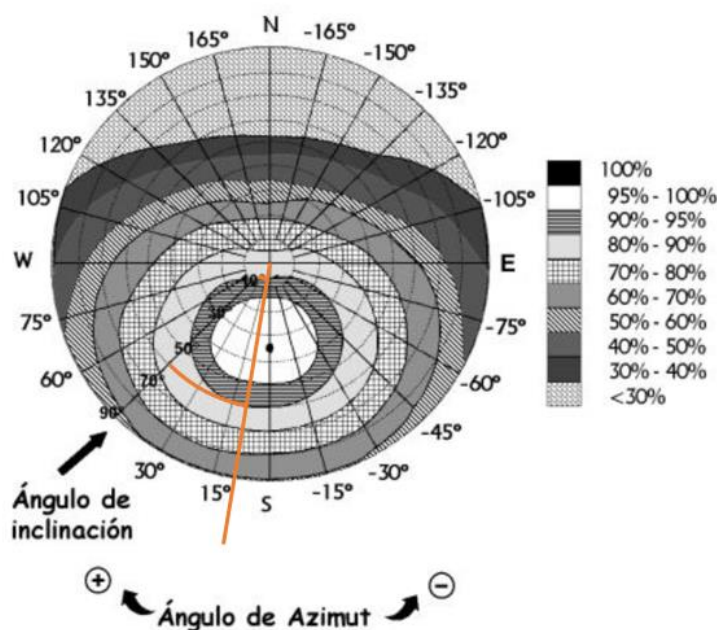
	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

16. Tabla. Pérdidas máximas estipuladas (IDAE, 2009)

Como se puede observar en la tabla superior, se consideran tres casos: general, superposición e integración arquitectónica. Se considera que existe superposición cuando los captadores son paralelos a la envolvente del edificio y se considera integración arquitectónica cuando los captadores cumplen una función arquitectónica aparte de la energética. Por lo tanto, se tendrá en cuenta el caso general.

Como se ha explicado anteriormente, se ha fijado la inclinación de los paneles en 53°. En cuanto a la orientación, la sur sería la más óptima. Sin embargo, se ha decidido darles a los paneles la misma orientación que tiene el edificio, es decir, 9° orientados al oeste, considerando 0° como la orientación sur.

Una vez son conocidos el ángulo de orientación, también llamado azimut (α) y el ángulo de inclinación (β), se procede a calcular las pérdidas mediante el siguiente diagrama, que es válido para la latitud de 41°:



23. Ilustración. Diagrama para calcular las pérdidas (IDAE, 2009)

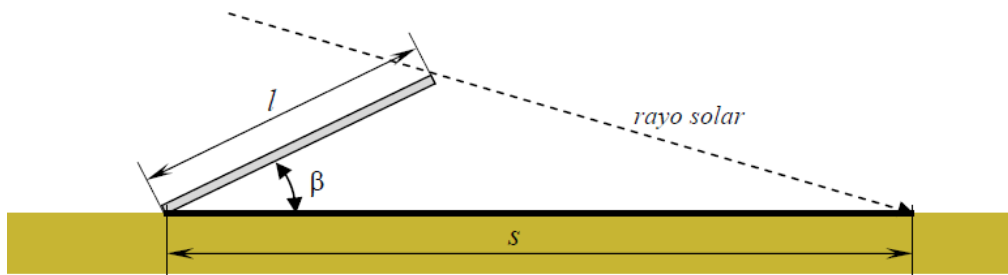
Para unas pérdidas menores al 10%, la inclinación mínima sería 7° y la máxima 60°. Para extrapolar estos resultados a la latitud en la que se encuentra el edificio (42, 9°), se utilizan las siguientes expresiones:

$$\beta_{max} = \beta_{max} (\phi = 41) - (41 - \phi) \rightarrow \beta_{max} = 61,9$$

$$\beta_{min} = \beta_{min} (\phi = 41) - (41 - \phi) \rightarrow \beta_{min} = 8,9$$

Por lo tanto, se puede afirmar que las pérdidas por inclinación máximas no superan el 10%, ya que $8,9^\circ < 53^\circ < 61,9^\circ$.

Por otro lado, al no haber ningún edificio colindante al de instalación con una altura considerable, se consideran nulas las pérdidas por sombras. Aun así, se debe asegurar que la distancia entre paneles sea correcta para que no se den sombra entre ellos en ningún momento del año. Para ello se harán los cálculos teniendo en cuenta el peor día del año en cuanto a altura solar se refiere, el 21 de diciembre al mediodía.



24. Ilustración. Esquema del cálculo para la distancia mínima (Martínez, 2020)

Obteniendo el ángulo de elevación en la bibliografía para ese día ($\gamma_s = 23,65^\circ$) (Martínez, 2020), aplicando razones trigonométricas se obtiene la siguiente expresión:

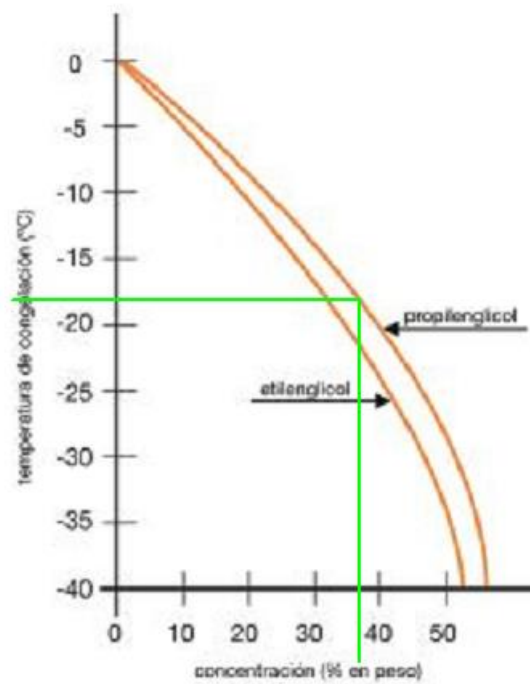
$$s = l \left(\frac{\cos \beta \cdot \tan \gamma_s + \sin \beta}{\tan \gamma_s} \right)$$

La distancia mínima que se debe respetar es de 4,66 metros.

7.2.4 Fluido caloportador

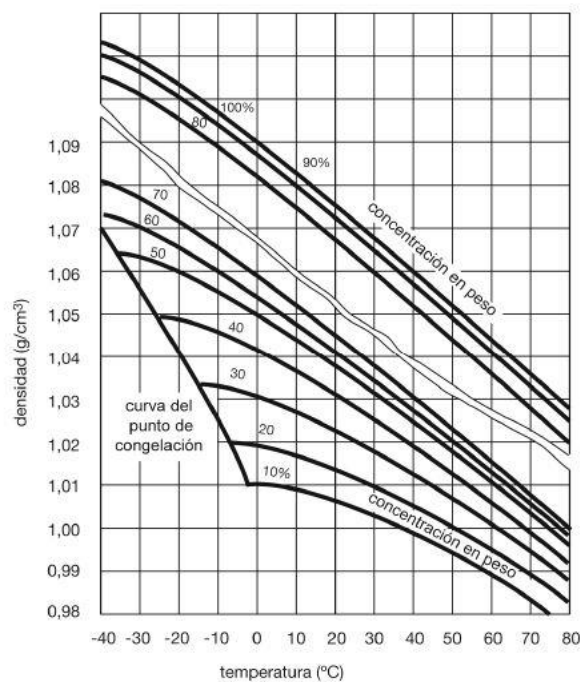
El fluido que circula por el captador solar debe ser capaz de anteponerse ante factores climatológicos adversos como una temperatura bastante baja. Por este motivo, el fluido que se suele utilizar es una disolución de agua con algún anticongelante, normalmente propilenglicol.

Para calcular el porcentaje de propilenglicol necesario, se debe tener en cuenta que la temperatura de congelación del fluido debe ser menor que la temperatura mínima histórica registrada en Vitoria-Gasteiz. Esta temperatura es de -18°C . El siguiente gráfico representa la temperatura de congelación de la disolución agua-propilenglicol en función de la concentración del anticongelante:

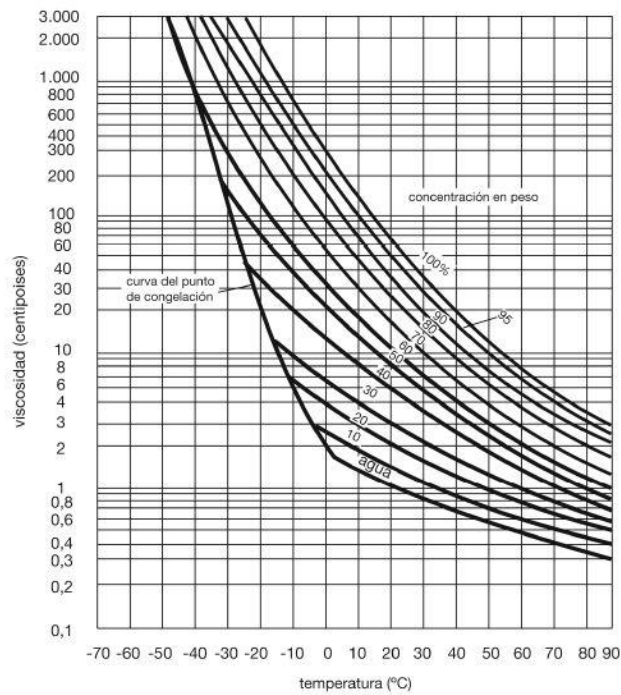


5. Gráfica. Temperatura de congelación del fluido (Carpemar, 2016)

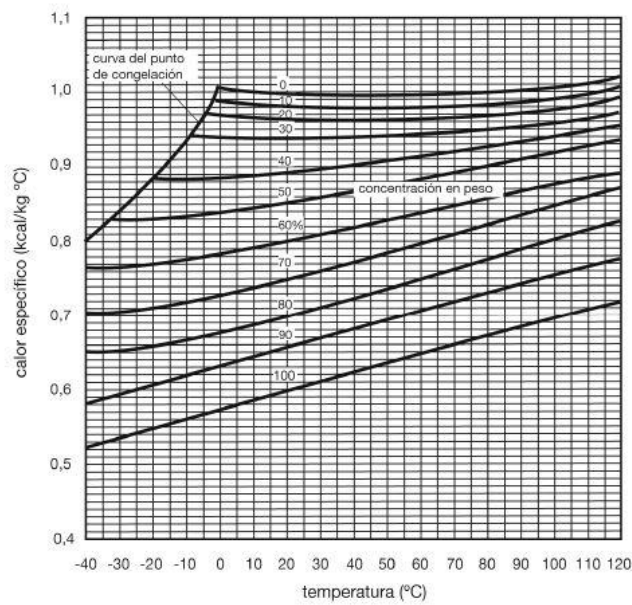
Por lo tanto, la disolución tendrá una concentración de propilenglicol del 40%. En este punto conviene determinar las características de este nuevo fluido:



6. Gráfica. Densidad en función de la temperatura (Carpemar, 2016)



7. Gráfica. Viscosidad en función de la temperatura (Carpemar, 2016)



8. Gráfica. Calor específico en función de la temperatura (Carpemar, 2016)

En la siguiente tabla se recogen todas las características obtenidas de las gráficas anteriores, estimando como temperatura 40°C:

T (°C)	40
c_e (kcal/kg°C)	0,9
μ (Pa·s)	0,00255
ρ (kg/m³)	1019
ν (m²/s)	2,502E-06

17. Tabla. Características del fluido caloportador

7.2.5 Estructura soporte

La estructura soporte es la encargada de mantener los paneles a la inclinación preestablecida. En este caso, se escoge las que vende el mismo fabricante de los colectores, Salvador Escoda S.A., ya que contiene las medidas adecuadas para lograr una mayor facilidad en el montaje. Según el propio fabricante, por cada batería de colectores se debe colocar el mismo número de estructuras soporte que de colectores, añadiendo una estructura soporte.

El diseño y la construcción de la estructura deben ser los adecuados para permitir las dilataciones térmicas de los materiales y controlar la carga de las mismas, sin transmitir las a los colectores o al circuito hidráulico.

7.3 SISTEMA DE ACUMULACIÓN

El volumen de acumulación varía dependiendo de la instalación y el diseño que se lleve a cabo. Existen diseños que permiten alimentar toda la demanda con el agua acumulada y otros que necesitan el apoyo de la producción para cubrirla. En este caso, se pretende diseñar una acumulación como la del primer caso.

Como se ha explicado anteriormente, para dimensionar la capacidad de almacenamiento se debe respetar la normativa vigente, el CTE. Después de realizar la primera estimación durante la aplicación del método F-Chart, se deduce que se necesitan varios depósitos de las mismas características, debido a las dimensiones de la instalación.

El modelo de acumulador escogido es el ASUV043 de la marca Chromagen, con un volumen de acumulación de 5000l, ya que su temperatura máxima de trabajo es de 80°C, lo que lo hace compatible con el tratamiento anti-legionella. Además, su precio de mercado es bastante menor que otros acumuladores de las mismas características; el modelo IS 5000 ACU de la marca Inerox tiene un precio de 13.535€ frente a los 7.790€ que cuesta el modelo escogido (Inerox, 2019). Según el IDAE, cada acumulador debe llevar válvulas de corte para cortar flujos al exterior del depósito no intencionados en caso de accidente. Se trata de un acumulador de acero al carbono con revestimiento de tratamiento interior de esmaltec.



25. Ilustración. Acumulador 5000L Chromagen

Sus características principales son:

- Peso: 670kg
- Diámetro x Altura: 2.000 x 3.000 (mm)
- Montaje: Vertical
- Tratamiento interior: Esmaltec
- Tratamiento exterior: Funda de skay
- Aislamiento: Poliuretano flexible
- Protección catódica: Ánodo electrónico

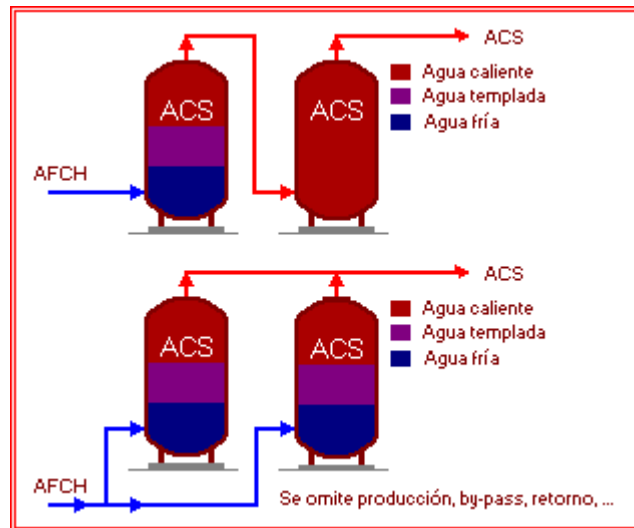
7.3.1 Disposición del sistema de acumulación

Teniendo en cuenta las magnitudes de la instalación, se decide instalar 5 depósitos para obtener un total de 25.000 litros de acumulación. Así, se respetará la condición que expone el IDAE y se mantiene una relación cercana a la estimada en el capítulo 6: $50 < V/A < 180$. Concretamente,

$$\frac{25.000 \text{ l}}{386,75 \text{ m}^2} = 64,64$$

La conexión hidráulica de los acumuladores puede hacerse en serie invertida o en paralelo. La conexión en serie mejora la estratificación y se consiguen unas temperaturas más altas, reduciendo el riesgo de desarrollo de la legionelosis. Esto sucede debido a que se reduce la zona de mezcla respecto a la conexión en paralelo. En esta última, se mezclan agua caliente y agua de red en todos los depósitos, aumentando las zonas de agua templada donde es más probable que proliferen la Legionella. Aun así, la conexión en

paralelo es más sencilla. Sin embargo, el RITE recomienda la conexión en serie, por lo que es la opción elegida en este caso (Alvarez, 2009).



26. Ilustración. Comparación de conexión en serie o en paralelo (Alvarez, 2009)

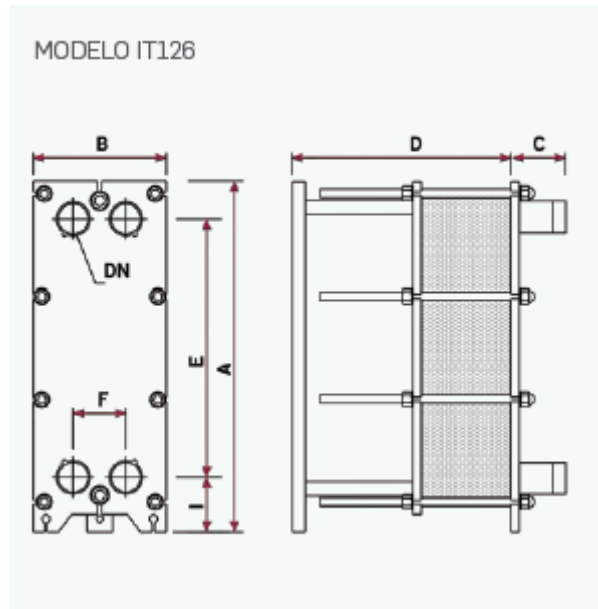
7.4 SISTEMA DE INTERCAMBIO DE CALOR

Debido a las magnitudes de la instalación, se ha decidido instalar un intercambiador de calor de placas externo. La potencia mínima de diseño del intercambiador, P , en función del área de los captadores, A , debe cumplir con la siguiente condición expuesta en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE:

$$P \geq 500A$$

Por tanto, la potencia del intercambiador debe ser superior a 193,4kW. Por otro lado, el circuito primario puede llegar a alcanzar un caudal de 26,25 m³/s, por lo que se debe escoger un intercambiador con un límite de caudal superior a este.

Finalmente, el intercambiador escogido es de la marca ADISA, modelo IT126A/55, ya que soporta una presión de trabajo de 10 bar y es el único encontrado que acepte caudales de las magnitudes mencionadas. Sus dimensiones son las siguientes:



MODELO	A mm	B mm	C MÁX. mm	D mm	D mm	E mm	F mm	I mm
IT021	320	200	88	160 (≤ 29 placas)	260 (≥ 31 placas)	230	68	45
IT042	470	200	88	260 (≤ 29 placas)	260 (≥ 31 placas)	380	68	45
IT126	819	310	118	550 (≤ 71 placas)	1.050 (≥ 73 placas)	603	123	128
IT300	1.060	530	81	740 (≤ 101 placas)	1.240 (≥ 103 placas)	705	250	178

18. Tabla. Dimensiones del intercambiador de calor

Sus características principales, por otro lado, son las siguientes:

	ADISA IT126A/55
Potencia (kW)	350
Caudal primario (m ³ /h)	29,6
Caudal secundario (m ³ /h)	25,4
Pérdida de carga primario (mca)	4,96
Pérdida de carga secundario (mca)	3,04

19. Tabla. Características principales del intercambiador

7.5 CIRCUITO HIDRÁULICO

El circuito hidráulico engloba todos los elementos destinados a la distribución y acondicionamiento para el consumo. En este apartado se procede a dimensionar todos los elementos del mismo.

7.5.1 Tuberías

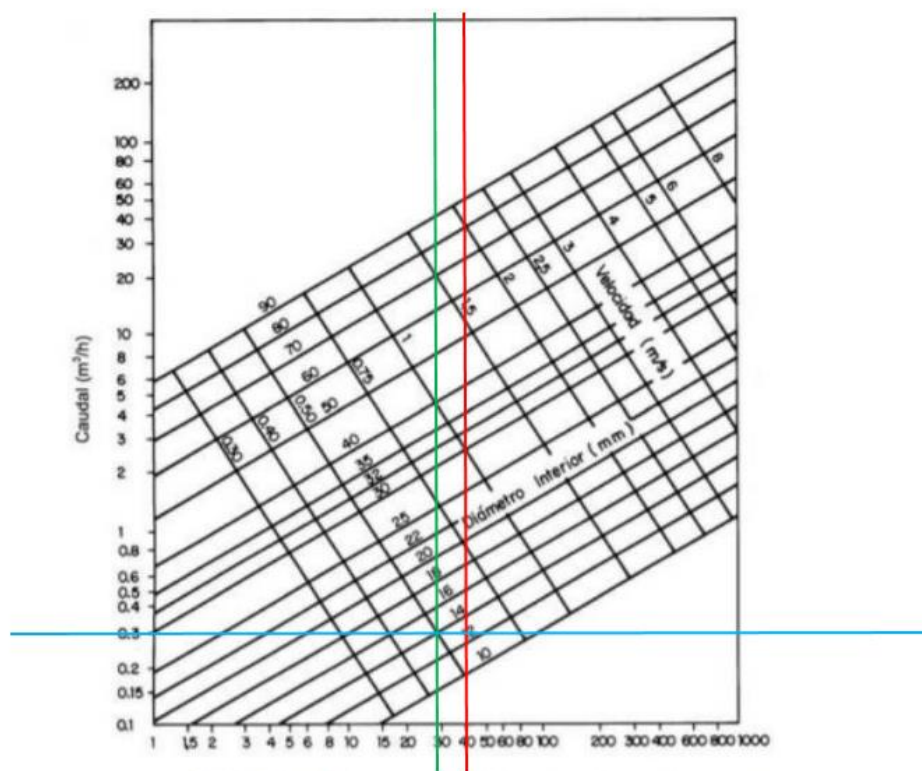
Dado que se obliga a tener tuberías metálicas en el circuito primario, se ha decidido utilizar cobre, por su precio. En el circuito secundario es posible encontrar materiales plásticos. Sin embargo, se ha decidido continuar con la tónica y diseñarlas de cobre.

Siguiendo con el hilo, se deben diseñar las tuberías intentando reducir la longitud de las mismas lo máximo posible, así como limitar la aparición de codos. Con esto, se pretende reducir tanto las pérdidas térmicas como las pérdidas de carga en general. Así, se consigue reducir la potencia de la bomba y el espesor del aislante térmico, ahorrando costes.

A la hora de escoger el diámetro adecuado de las tuberías, se deben tener en cuenta dos condiciones básicas que exige el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE:

- La pérdida de carga unitaria nunca debe ser superior a 40mm de columna de agua por cada metro lineal.
- La velocidad de circulación debe ser inferior a 2 m/s cuando la tubería discurra por locales habitados e inferior también a 3 m/s cuando la tubería discurra por el exterior o locales no habitados.

Por último, según el fabricante, el caudal máximo que admite el colector es de 300l/h, por lo que es el dato que se tendrá en cuenta para el dimensionamiento del diámetro de las tuberías. Mediante el siguiente ábaco, es posible determinar el diámetro normalizado de la tubería de cobre conociendo el caudal y las pérdidas de carga.



Gráfica 6. Pérdida por rozamiento (mmca por m) para tubería de cobre

9. Gráfica. Ábaco para determinar el diámetro (certificaciónenergética.info, 2020)

1. Se fijan las pérdidas de carga máximas (línea roja), según el criterio del IDAE.
2. Se fija el caudal del tramo correspondiente (línea azul). Conviene especificar que, en este caso, debido a la conexión en paralelo de los colectores dentro de cada batería, una tubería que abastezca una batería de colectores debe llevar el caudal suficiente para todos ellos, el cual variará en función del número de los mismos. Asimismo, el caudal variará dependiendo de la cantidad de baterías de colectores que debe abastecer la tubería en cuestión. Para observar detalladamente los tramos del circuito hidráulico se debe consultar el plano de la cubierta del edificio en el Anexo II.
3. En el punto donde se cruzan las dos líneas, estaría el diámetro exacto para unas pérdidas de carga de 40 mmca/m. Por lo tanto, se escoge el diámetro inmediatamente superior.
4. Luego, se traza una línea vertical (línea verde) desde el punto de cruce entre la línea del diámetro escogido y la línea horizontal que representa al caudal. Así, se determinan las nuevas pérdidas de carga unitarias.
5. Por último, se comprueba que la velocidad está por debajo de los límites establecidos.

A continuación, se muestran recogidos en una tabla los diferentes tramos de tubería con sus diámetros y caudales correspondientes.

Tramos	Caudal (L/h)	Diámetro (mm)	Pérdidas de carga (mmca/m)
JK, JL, GH, GI, DE, DF, CM, A'C', B'C', D'F', E'F', G'I', H'I', J'K'	2400	30	38
GJ, C'F'	4800	40	28
DG, F'I'	9600	50	33
CD, I'K'	14400	60	30
BC, K'L'	16800	60	31
BP, O'P'	1350	25	30
ÑO, M'N'	2700	32	26
NÑ, N'Ñ'	5400	40	38
BN, Ñ'L'	8100	50	30
L'P'	24900	80	20
AB, P'Q'	26250	80	21
CONEXIÓN DE BATERÍAS 1	2400	30	38
CONEXIÓN DE BATERÍAS 2	2700	32	26

20. Tabla. Diámetros y caudales del circuito hidráulico

Finalmente, se ha estimado un caudal en el circuito secundario de 25 m³/h aproximadamente, ya que el caudal máximo que permite el intercambiador es de 25,4 m³/h. En este sentido, el diámetro será de 80mm.

7.5.1.1 Pérdidas de carga

Para determinar las pérdidas de carga totales del circuito primario, se multiplica la longitud de cada tramo por su correspondiente pérdida de carga unitaria. Para ello, se determina que la longitud de tubería que hay desde el tejado hasta el intercambiador es de 65 metros (130 metros en total, por tanto), de los cuales 25 metros son verticales. En el caso de las tuberías del circuito secundario, se ha estimado una longitud total de 5 metros.

$$h_{f,tuberías\ primario} = 11,92\ mca$$

$$h_{f,tuberías\ secundario} = 0,1mca$$

Además, se debe tener en cuenta la pérdida de carga adicional que pueden producir elementos o situaciones del circuito como codos o válvulas. Para deducirlas, se utiliza la altura cinética multiplicada por un factor de corrección K (Escuela Universitaria Técnica de Ingeniería Agrícola de Ciudad Real, 2020), de la siguiente manera:

$$h_s = K \cdot \frac{v^2}{2g}$$

Tomando como velocidad la media del circuito primario, se crea la siguiente tabla donde se estiman las pérdidas de carga de estos accesorios.

ELEMENTO	K	Cantidad	Pérdida de carga
Codo 90°	0,75	34	0,729386599
Bifurcación en T con flujo en línea recta	0,1	7	0,020022377
Bifurcación en T con flujo en en ángulo	1,5	3	0,128715282
Bifurcación en T con salida bilateral	1,8	5	0,257430564
Válvula de corte	0,1	28	0,080089509
Válvula de seguridad	2,5	11	0,786593391
Válvula de retención	2	2	0,114413584
TOTAL			2,116651307

21. Tabla. Pérdidas de carga de los accesorios

En conclusión, las pérdidas de carga por rozamiento totales en el circuito primario son de 14,04 mca.

Por último, las pérdidas de carga por rozamiento en el circuito secundario se consideran despreciables.

7.5.1.2 Aislamiento térmico

El aislamiento térmico es un elemento fundamental que debe formar parte de las tuberías con el objetivo de evitar pérdidas térmicas. El IDAE y la ASIT especifican los espesores mínimos de aislamiento en función del diámetro de la tubería y la zona de circulación, interior o exterior.

- Para $D \leq 35\text{mm}$, el espesor mínimo será 30mm al interior y 40mm al exterior

- Para $D > 35\text{mm}$, el espesor mínimo será 35mm al interior y 45mm al exterior

Estas referencias son para materiales de una conductividad térmica referencia de $0,04 \text{ W/m}\cdot\text{K}$. Se ha escogido el aislamiento tubular clase M1 de la marca SALVADOR ESCODA, que precisamente comparte la misma conductividad térmica que la de referencia.

Por lo tanto, en este caso, las tuberías de 25, 30 y 32mm de diámetro tendrán un grosor de 40mm de aislamiento y las tuberías de 40, 50, 60 y 80mm de diámetro tendrán un espesor de 50mm, ya que es la medida que ofrece el fabricante.



27. Ilustración. Aislante térmico

7.5.2 Vaso de expansión

Para conocer qué modelo de vaso de expansión se instalará en el circuito, es necesario conocer su característica principal: el volumen del vaso y su presión nominal. Para ello, se deben conocer los siguientes datos:

- Volumen total de agua del circuito, en litros. Este volumen es la suma del volumen dentro de los captadores, el volumen dentro del intercambiador y el volumen dentro de las tuberías.
 - Volumen de los captadores: Según el fabricante, cada captador tiene una capacidad de 1,7 litros. Por tanto, el volumen total de los captadores es de 297,5 litros
 - Volumen del intercambiador: Debido a que el fabricante no proporciona ningún dato acerca de la capacidad del intercambiador, se ha estimado un volumen de 30 litros, estimado en base a las dimensiones geométricas del mismo.
 - Volumen de las tuberías: Conociendo el diámetro de los diferentes tramos, así como la longitud de los mismos, se determina el volumen de las tuberías.

$$V_{tuberías} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L$$

- Temperatura mínima de funcionamiento, para la cual se asumirá el valor de 4°C , a la que corresponde la máxima densidad.

- Temperatura máxima que pueda alcanzar el agua durante el funcionamiento. Esta temperatura es de 163,8°C, la temperatura de estancamiento del colector.
- Presión mínima y máximas de servicio. La presión mínima en el punto más alto estará comprendida entre 0,5 y 1,5 bar, según el IDAE. La presión mínima será de 3,5 bar, ya que el vaso de expansión irá colocado en la aspiración de la bomba, en la parte baja del circuito, y la diferencia de alturas es de 25 metros, equivalente a 2,5bar de presión. Así, se garantiza que no entre aire a la instalación. La presión máxima no debe sobrepasar la presión de tarado de la válvula de seguridad, cumpliéndose que $P_{m\acute{a}x} = 0,9 * P_{vs}$.

Siguiendo con el hilo, para conocer el volumen nominal del sistema de expansión, V_{nom} , se utilizará la siguiente expresión:

$$V_{nom} = (V_{res} + V_{dil} + V_{vap}) \cdot CP$$

Donde,

$V_{res} \equiv$ Volumen de reserva. Compensa la contracción del fluido a temperaturas muy bajas y pérdidas de fluido si las hubiere. Se calcula como el 3% del volumen total del circuito.

$V_{dil} \equiv$ Volumen de dilatación. Se calcula multiplicando el volumen total del circuito por el coeficiente de expansión térmica del fluido (CET), que se calcula, a su vez, con la siguiente expresión:

$$CET = (3,24 \cdot T_{max}^2 + 102,13 \cdot T_{max} - 2708,3) \cdot 10^{-6}$$

$V_{vap} \equiv$ Volumen de vapor. Se obtiene sumando el contenido líquido de todos los captadores y de la parte superior a la parte más baja de los captadores del circuito solar. Esto último se puede considerar un 10% del volumen de los captadores (Ponce, 2013).

$CP \equiv$ Coeficiente de presión. Se calcula utilizando la siguiente expresión, con la condición de que no puede ser menor a 2.

$$CP = \frac{P_{m\acute{a}x} + 1}{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}}$$

En resumen, se ha elaborado una tabla que recopila todos los resultados obtenidos:

Presión tarado de la válvula (bar)	7,00
Presión máxima (bar)	6,30
Presión mínima (bar)	3,50
CP	2,61
Volumen intercambiador (L)	30,00
Volumen captadores (L)	297,50
Volumen tuberías (L)	477,86
Volumen circuito (L)	805,36
Temperatura máxima (°C)	163,80
CET	0,10
Volumen de reserva (L)	24,16
Volumen dilatado (L)	81,30
Volumen vaporizado (L)	327,25
VOLUMEN NOMINAL (L)	1128,14

22. Tabla. Volumen necesario del vaso de expansión

Se ha escogido un vaso de expansión de 1500 litros de volumen nominal y una presión máxima de trabajo de 10 bar, el modelo G 1500 del fabricante "Reflex".



28. Ilustración. Vaso de expansión

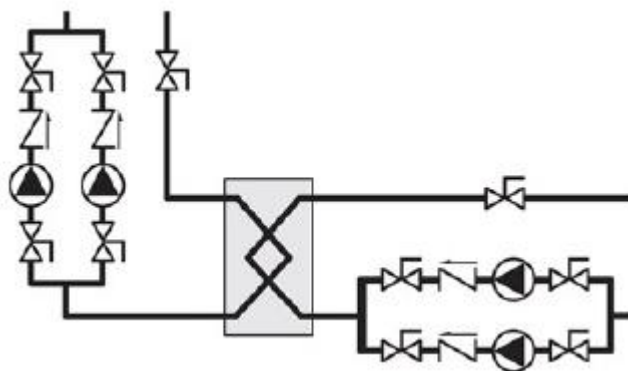
7.5.3 Bomba de circulación

Las bombas de circulación se montarán en línea en las zonas más frías del circuito tanto del primario como del secundario, es decir, a la salida de fluido frío del intercambiador para el circuito primario y a la entrada de agua fría del intercambiador para el circuito secundario. Así, se consiguen reducir las posibilidades de que suceda la cavitación.

Las bombas son los elementos principales que gobierna el sistema de control, arrancando y parando las mismas en función de las temperaturas del circuito.

En instalaciones con superficies de captación superiores a 50m², como es el caso, se montan dos bombas en paralelo, dejando una en reserva para casos de avería, tanto en el circuito primario como en el secundario. Aparte de esto, el IDAE especifica las siguientes condiciones técnicas a tener en cuenta:

- Se recomienda que el funcionamiento alternativo de las bombas se realice de forma automática.
- Se deben instalar válvulas de corte a la entrada y salida de cada bomba
- Se deben instalar válvulas antirretorno en la impulsión de cada bomba.
- Uso de filtros en la aspiración para librar de impurezas al fluido, impidiendo así que las bombas se puedan atascar.
- Instalación de un manómetro que permita comprobar el correcto salto manométrico que se debe producir en las bombas, especialmente en instalaciones grandes como es el caso.



29. Ilustración. Ubicación de las bombas en la instalación (IDAE, ASIT, 2020)

Para dimensionar las bombas, se debe tener en cuenta que debe superar las pérdidas de carga del circuito primario, por un lado, y del circuito secundario, por otro.

En el circuito primario la pérdida carga total es igual a la suma de las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por rozamiento de las tuberías y sus componentes. Calculadas en el apartado anterior, hacen un total de 14,04mca.
- Pérdidas de carga en los captadores. En la ficha técnica del fabricante, no hay ninguna mención a las pérdidas de carga que se producen en un captador. Por

tanto, se ha decidido estimarla con la siguiente expresión que proporciona otro fabricante (certificaciónenergética.info, 2020):

$$h_{f,colector} = 1,85 \cdot Q^2 + 7,32 \cdot Q$$

Donde Q es el caudal que atraviesa un colector, expresado en litros por minuto.

Para calcular la pérdida de carga de todos los colectores, se tienen en cuenta el número de baterías, conectadas en serie entre ellas. Las pérdidas de carga de una batería son iguales a las de un solo colector, ya que los captadores dentro de la batería están conectados en paralelo (IDAE, ASIT, 2020). Por lo tanto, la pérdida de carga por cada grupo será equivalente a la de dos colectores, a excepción del Grupo A. En total, las pérdidas de carga de los colectores ascienden a 1,74mca.

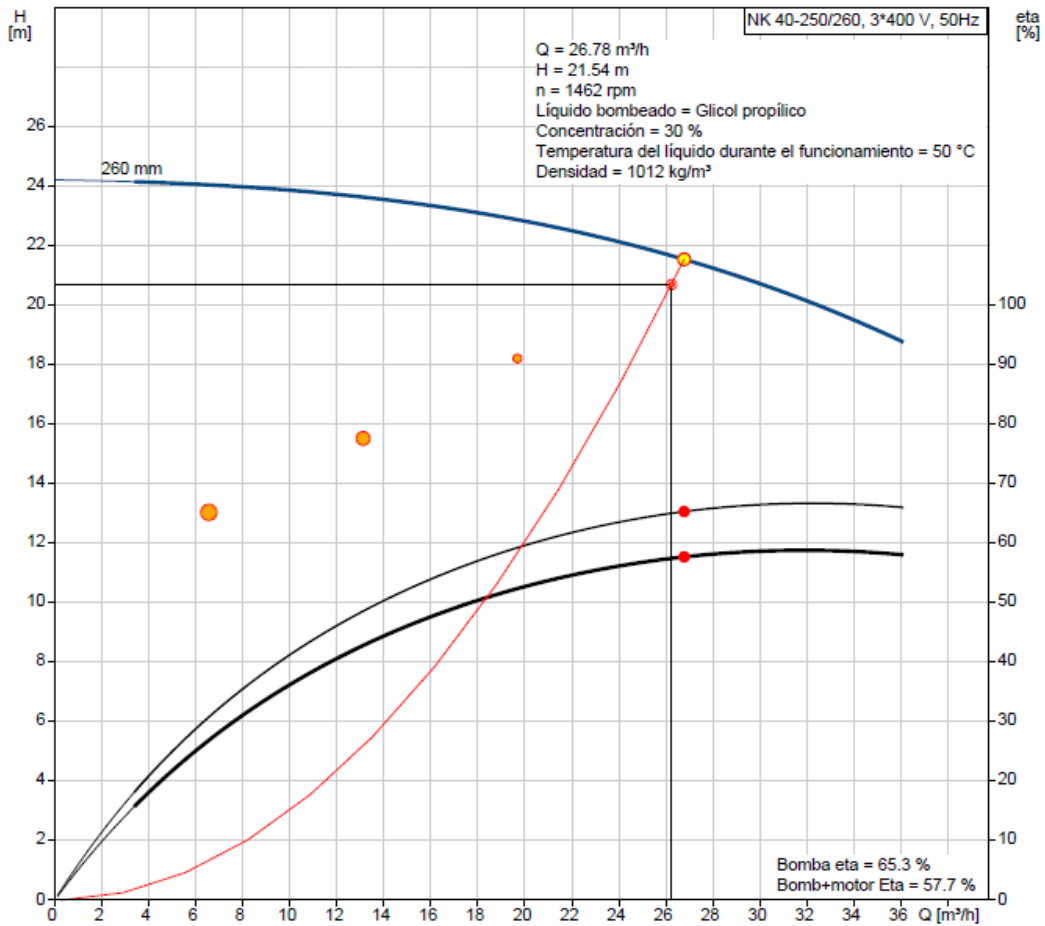
- Pérdidas de carga en el intercambiador. Según los datos del fabricante, las pérdidas de carga para el circuito primario son de 4,96mca.

$$H_b = h_{f,tuberías} + h_{f,colectores} + h_{f,intercambiador}$$

Así, las pérdidas de carga totales del circuito primario hacen un total de 20,74mca.

Teniendo en cuenta la altura de la bomba y el caudal de circulación (26,25m³/h) se han consultado varios catálogos y se ha escogido el modelo NK 40-250/260 de la marca GRUNDFOS, que tiene la siguiente curva de funcionamiento:

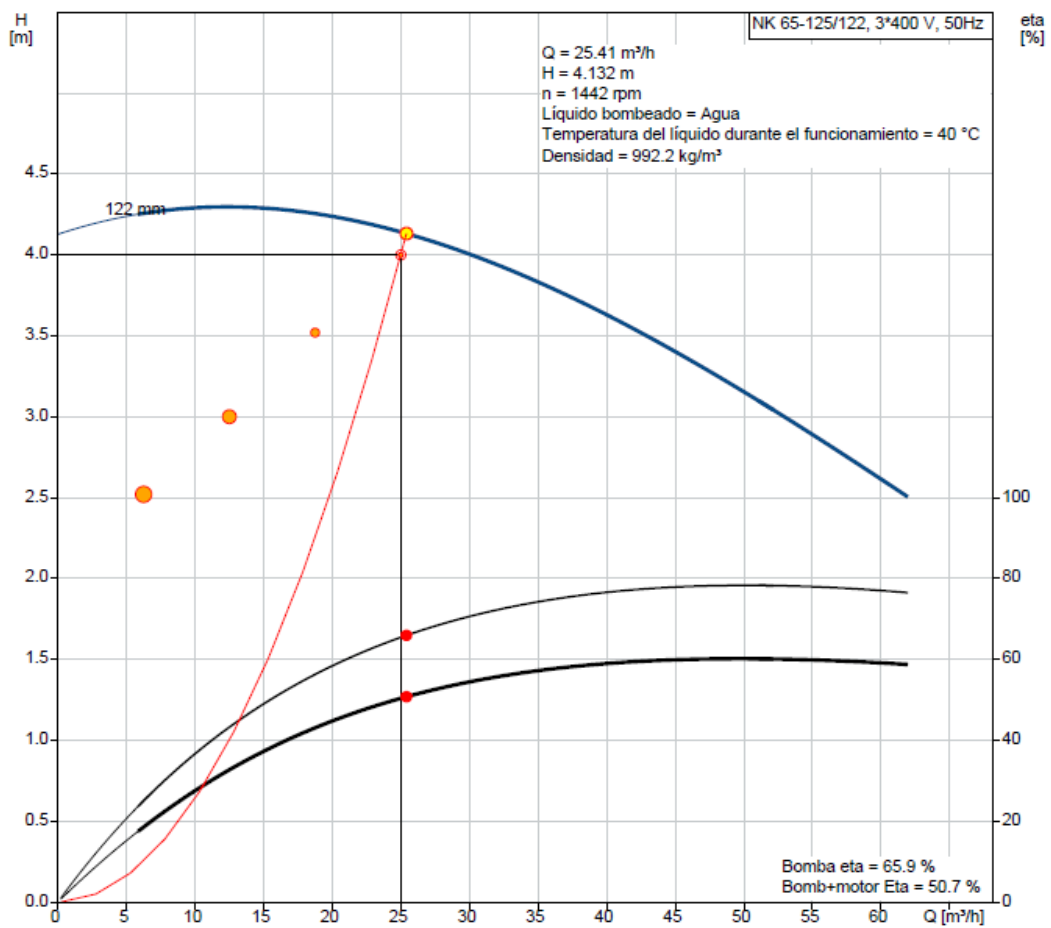
98327590 NK 40-250/260 A1F2AE-SBQQE 50 Hz



10. Gráfica. Curva de funcionamiento de la bomba del circuito primario

Por otro lado, en el circuito secundario se han considerado las pérdidas de carga del intercambiador únicamente, es decir, 3,04 mca; como se ha expuesto con anterioridad, la pérdida de carga en las tuberías es despreciable. Aun así, por seguridad se ha escogido una bomba con un salto de 4,132 mca por 25 m³/s de caudal. Concretamente, se trata del modelo NK 65-125/122, también de la marca GRUNDFOS.

98876500 NK 65-125/122 A2F2AE-SBQQE 50 Hz



11. Gráfica. Curva de funcionamiento de la bomba del circuito secundario



30. Ilustración. Bomba de la familia NK

7.5.4 Purgadores de aire

El uso de purgadores automáticos en los circuitos primarios cerrados no es recomendable, ya que se podrían dar fugas del fluido de trabajo en caso de vaporización, además de dejar entrar al aire en el circuito en caso de depresión interior. Por ello, se ha decidido instalar sistemas de purga manuales. Estos, además de contribuir a que los circuitos cerrados sean más herméticos, son más eficaces, ya que no es necesaria su actuación periódica, solo su verificación en las operaciones de mantenimiento anuales.



31. Ilustración. Purgador de aire manual (GENEBRE, 2020)

7.5.5 Válvulas

En primer lugar, se utilizarán las válvulas de corte necesarias para poder aislar todos los componentes más relevantes y realizar las operaciones de mantenimiento sin que la instalación deje de funcionar. Se instalarán válvulas de corte a la entrada y salida de cada fila de captadores, a la entrada y salida de cada una de las conexiones de los acumuladores, intercambiadores y bombas y a la entrada y salida del circuito de consumo y distribución de agua fría y caliente. En adición, se instalarán válvulas de corte para direccionar el agua hacia el sistema auxiliar si fuera necesario. Así, hacen un total de 61 válvulas.

En segundo lugar, se instalará, como mínimo, una válvula de seguridad por cada sector del sistema de captación. En adición, se instalarán 5 válvulas de seguridad en el circuito secundario, una por cada acumulador, ya que es el elemento más débil de la instalación. La presión de estas válvulas, como se ha especificado en el dimensionamiento del vaso de expansión, será de 7 bar, ya que el componente más crítico es el acumulador con una presión máxima de trabajo de 8 bar.

En tercer lugar, se instalarán válvulas de retención en la acometida de agua fría y en la impulsión de cada una de las bombas, para evitar flujo inverso. Por tanto, harán falta 5 válvulas de retención. Las válvulas de retención garantizarán un determinado nivel de hermeticidad para el máximo nivel de presión diferencial que pueda establecer.

En cuanto a las válvulas de equilibrado, se instalarán para introducir una pérdida de carga adicional en determinados componentes para lograr un equilibrio hidráulico. En este caso, se instalará una válvula de equilibrado a la entrada de cada sector. Por tanto, se instalarán 11 en total.

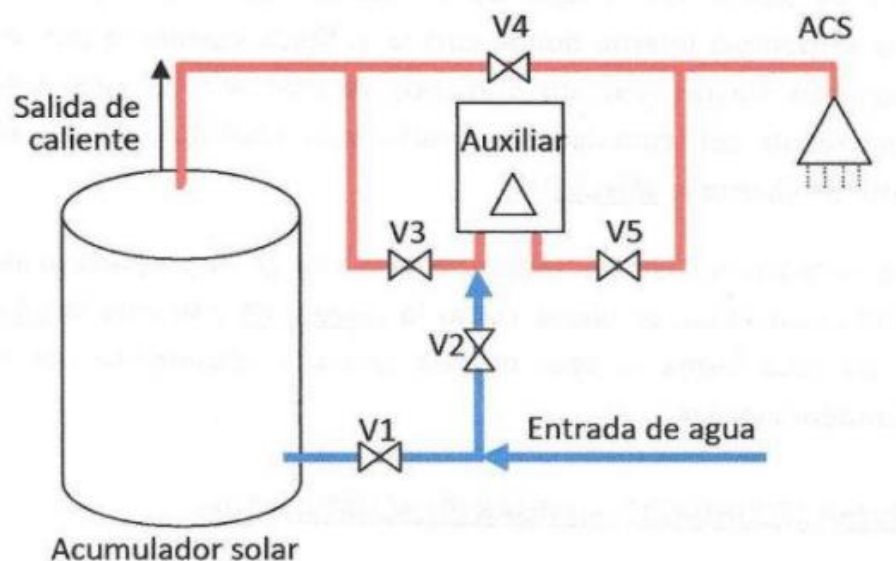
Por último, se instalarán válvulas de vaciado y válvulas mezcladoras donde sea necesario. Por ejemplo, si la temperatura del agua es superior a 60°C a la salida del acumulador, la válvula mezcladora permite inyectar agua de red directamente a la tubería de agua caliente.

7.6 SISTEMA DE APOYO

El diseño del sistema de energía auxiliar se realizará en función de la aplicación (o aplicaciones) de la instalación, de forma que sólo entre en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación solar.

En este caso, se mantendrán las tres calderas originales que tenía el edificio, dimensionadas para abastecer totalmente la demanda energética del mismo. Como se ha explicado anteriormente, dos calderas son de gas natural y la última es de biomasa. Se ha decidido, en caso de que el agua no llegue a la temperatura adecuada, que tenga prioridad la caldera de biomasa a la hora de calentar el agua. Sin embargo, en caso necesario, entrarían a funcionar las calderas de gas natural las calderas de gas natural.

Las calderas estarían colocadas en línea en el circuito, como se puede apreciar en la siguiente imagen, repitiendo el esquema para las tres calderas, permitiendo así que entren a funcionar una a una:



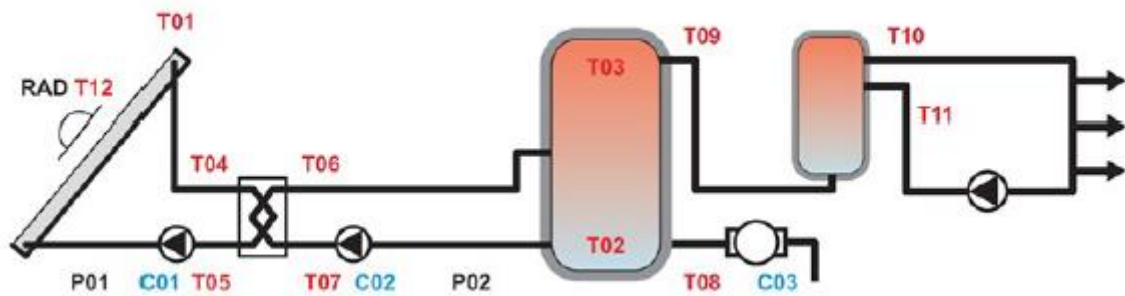
32. Ilustración. Ubicación del sistema auxiliar (AulaFacil, 2020)

En caso de que la aportación solar cubra el 100% de la demanda, la válvula V4 quedaría abierta y las válvulas V3 y V5 cerradas. En caso de que la temperatura no sea suficiente y/o no se abastezca la demanda al completo se abrirían las V3 y V5 y se cerraría V4.

7.7 SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL

7.7.1 Sistemas de medida

En general, son varias las variables a tener en cuenta. En función del tamaño y las características de la instalación, se deben prever los dispositivos necesarios para tomar medidas de presiones, temperaturas, caudales y energía que permitan controlar el correcto funcionamiento de la misma. A continuación, se muestran los tipos de sensores y su localización en el esquema de una instalación:



33. Ilustración. Distribución de sensores en esquema de instalación (IDAE, ASIT, 2020)

- Sensores de presión:
 - P01: Presión del primario
 - P02: Presión del secundario
- Sensores de temperatura:
 - T01: Temperatura de salida de los captadores
 - T02: Temperatura zona inferior de la acumulación solar
 - T03: Temperatura zona superior de la acumulación solar
 - T04: Temperatura de entrada primario intercambiador
 - T05: Temperatura de salida primario intercambiador
 - T06: Temperatura de entrada secundario intercambiador
 - T07: Temperatura de salida secundario intercambiador
 - T08: Temperatura agua de red
 - T09: Temperatura de aporte solar
 - T10: Temperatura de salida a consumo
 - T11: Temperatura de retorno del sistema de recirculación
 - T12: Temperatura ambiente exterior
- Otros sensores:
 - C01: Caudal del primario
 - C02: Caudal del secundario
 - C03: Caudal de consumo
 - RAD: Radiación solar global

7.7.2 Funciones principales

En primer lugar, cuando la meteorología sea adversa y los captadores no aporten calor al fluido, se debe controlar que no entre fluido frío a la acumulación. Para ello, el sistema de control mide la temperatura de salida inferior del primer depósito y la temperatura a la salida de los colectores. El sistema de control actuará cuando la diferencia de temperatura sea menor de 2°C, parando las bombas. Por el contrario, cuando la temperatura sea superior a 7°C, pondrá las bombas en marcha para recircular el fluido.

Además, el sistema de control debe asegurar que la temperatura del fluido de trabajo no descienda por debajo de una temperatura tres grados superior a la de congelación del fluido.

Por otro lado, se debe gestionar adecuadamente la temperatura del agua de consumo. Para ello, el sistema de control, si la temperatura es menor a 60°C, obligará al agua a pasar por el sistema auxiliar para calentarla. Pero, en el caso de que el agua tenga una temperatura superior a 60°C, ésta se mezclará con agua de red.

Por último, en caso de tener algún pico de radiación solar, es posible que la temperatura del acumulador ascienda peligrosamente. Se debe recordar que la

temperatura máxima del acumulador de esta instalación es de 80°C. Por ello, el sistema de control gestionará una válvula de tres vías encargada de interrumpir la circulación del primario.

8 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se estudia el presupuesto del proyecto y se determina la viabilidad económica del mismo, comparando las situaciones antes y después de la implementación de la instalación.

8.1 PRESUPUESTO, COSTE DE INVERSIÓN

En primer lugar, se recogen en la siguiente tabla el precio de los distintos componentes:

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Colector Escosol FMAX 2,4	175	395,00 €	69.125,00 €
Estructura soporte	196	97,00 €	19.012,00 €
Acumulador Chromagen 5000L	5	7.790 €	38.950,00 €
Intercambiador ADISA IT126A/23	1	1.750,00 €	1.750,00 €
Bomba primario: GRUNDFOS NK 40-250/260	2	3.711,00 €	7.422,00 €
Bomba secundario: GRUNDFOS NK 65-125/122	2	3.384,00 €	6.768,00 €
Vaso de expansión Reflex 1500 G	1	2.501,07 €	2.501,07 €
Tubería de cobre 25mm	7	6,69 €	46,83 €
Tubería de cobre 30mm	99	8,28 €	819,72 €
Tubería de cobre 32mm	42	8,94 €	375,48 €
Tubería de cobre 40mm	41	11,91 €	488,31 €
Tubería de cobre 50mm	31	16,58 €	513,98 €
Tubería de cobre 60mm	43	28,75 €	1.236,25 €
Tubería de cobre 80mm	165	54,01 €	8.911,65 €
Purgador	11	2,48 €	27,28 €
Válvula de corte	61	4,64 €	283,04 €
Válvula de seguridad	16	13,80 €	220,80 €
Válvula de retención	5	6,58 €	32,90 €
Válvula de equilibrado	11	73,46 €	808,06 €
Propilenglicol	350	1,00 €	350,00 €
Sistema de regulación y control	1	1.295,37 €	1.295,37 €
Aislamiento espesor 40mm, D=25mm	7	14,72 €	103,04 €
Aislamiento espesor 40mm, D=30mm	99	15,73 €	1.557,27 €
Aislamiento espesor 40mm, D=32mm	42	14,72 €	618,24 €

Aislamiento espesor 50mm, D=40mm	41	32,87 €	1.347,67 €
Aislamiento espesor 50mm, D=50mm	31	34,85 €	1.080,35 €
Aislamiento espesor 50mm, D=60mm	43	36,86 €	1.584,98 €
Aislamiento espesor 50mm, D=80mm	165	41,13 €	6.786,45 €
		TOTAL	174.015,74 €

23. Tabla. Presupuesto de la instalación (CYPE Ingenieros, 2020)

El coste de inversión total asciende a aproximadamente 174.015,74.

8.2 ESTUDIO ECONÓMICO

En segundo lugar, se proceden a realizar los estudios económicos antes y después de la puesta en marcha de la instalación.

8.2.1 Sin instalación solar

En caso de no existir instalación solar, los gastos se reducen al precio de combustible. Cabe recordar que el sistema convencional del edificio consta de tres calderas diferentes: dos de ellas alimentadas con gas natural que suman una potencia de 1000kW y la última alimentada con biomasa con una potencia de 301kW. Suponiendo que las tres calderas aportan proporcionalmente a su potencia, las calderas de gas aportarían un 76,86% y la caldera de biomasa aportaría un 23,14% a la demanda energética.

Siguiendo con el hilo, con el objetivo de calcular el gasto en gas natural, se han de concretar los siguientes factores relativos a una factura de gas natural convencional:

- Rendimiento de la caldera: Se ha determinado un rendimiento de caldera del 90% (IDAE, 2010).
- Tarifa de acceso. Las tarifas de acceso se definen como el precio a pagar por el uso de las infraestructuras y servicios de todos los ámbitos del gas natural. En la factura de gas natural se clasifica a los consumidores en función de su consumo y la presión requerida. Dependiendo del grupo al que se pertenezca se pagará un término fijo, independiente del volumen consumido, y un término variable, en función del volumen consumido. En este caso, se tiene contratada la tarifa 3.4, para consumos mayores a 100.000 kWh anuales y conectada a la red de 4 bar de presión. Para esta tarifa, la Orden IET 849/2012 fija los términos fijo y variable mínimos para pagar a las empresas distribuidoras y transportistas (BOE, 2012), y la empresa comercializadora aumenta esos valores para obtener beneficio (Iberdrola, 2018):
 - Término fijo: 78,37€/mes → 80,97€/mes
 - Término variable: 0,012135€/kWh → 0,039569€/kWh
- Impuesto especial sobre hidrocarburos: Teniendo en cuenta la Ley 6/2018 de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, el impuesto sobre hidrocarburos tiene un valor de 0,00414€/kWh.

Por lo tanto, el precio del gas natural se fija de la siguiente manera para un mes:

$$\text{Precio} = T_{\text{fijo}} + Q_{GN} \cdot T_{\text{variable}} + Q_{GN} \cdot \text{Impuesto hidroc.}$$

De esta manera, se construye la siguiente tabla que recoge el gasto aproximado de gas natural mensual y anual:

	Demanda energética mensual Qd2 (kWh)	Aporte calderas de gas (kWh)	Consumo gas natural (kWh)	Gasto gas natural
Enero	36055,92	27714,00	30793,34	1.429,69 €
Febrero	32566,64	25032,00	27813,34	1.299,17 €
Marzo	23199,23	17831,84	19813,16	948,77 €
Abril	21587,37	16592,91	18436,56	888,47 €
Mayo	21414,67	16460,16	18289,07	882,01 €
Junio	19860,38	15265,47	16961,64	823,87 €
Julio	19630,12	15088,48	16764,98	815,26 €
Agosto	19630,12	15088,48	16764,98	815,26 €
Septiembre	30284,34	23277,74	25864,15	1.213,79 €
Octubre	32654,42	25099,48	27888,31	1.302,45 €
Noviembre	34234,47	26313,97	29237,74	1.361,55 €
Diciembre	36055,92	27714,00	30793,34	1.429,69 €
AÑO	327173,59	251478,55	279420,61	13.209,98 €

24. Tabla. Gasto de gas natural sin instalación solar

Por otro lado, en cuanto al gasto en biomasa, se han recopilado los siguientes datos para poder calcularlo:

- Rendimiento de la caldera: El rendimiento de la caldera es del 93%.
- Poder calorífico combustible: Se ha supuesto que el combustible son astillas con un 30% de humedad. Para este tipo de combustible el poder calorífico es de 3,5 kWh/kg (IDAE, 2009).
- Precio combustible: El precio del combustible asciende a 110,85€/tn (aveBiom, 2020).

En consecuencia, en la siguiente tabla se puede observar los costes de combustible para la caldera de biomasa mensuales y anual:

	Demanda energética mensual consumo Qd2 (kWh)	Aporte caldera biomasa (kWh)	Consumo astillas (kWh)	Consumo astillas (kg)	Gasto astillas
Enero	36055,92	8341,92	8969,80	2562,80	284,09 €
Febrero	32566,64	7534,63	8101,76	2314,79	256,59 €
Marzo	23199,23	5367,38	5771,38	1648,97	182,79 €
Abril	21587,37	4994,46	5370,39	1534,40	170,09 €
Mayo	21414,67	4954,51	5327,43	1522,12	168,73 €
Junio	19860,38	4594,91	4940,76	1411,65	156,48 €

Julio	19630,12	4541,63	4883,48	1395,28	154,67 €
Agosto	19630,12	4541,63	4883,48	1395,28	154,67 €
Septiembre	30284,34	7006,60	7533,98	2152,57	238,61 €
Octubre	32654,42	7554,94	8123,59	2321,03	257,29 €
Noviembre	34234,47	7920,50	8516,67	2433,33	269,74 €
Diciembre	36055,92	8341,92	8969,80	2562,80	284,09 €
AÑO	327173,59	75695,04	81392,52	23255,01	2.577,82 €

25. Tabla. Gasto de biomasa sin instalación solar

En conclusión, sumando los gastos de combustible del gas natural y de la biomasa y el IVA (21%), los gastos anuales actualmente son de 19.103,24€.

8.2.2 Instalación solar implementada

En este caso, el sistema convencional del edificio deberá aportar la energía que no pueda la instalación solar. Para hacer una aproximación de cuánta energía tendrá que aportar el sistema auxiliar, se ha utilizado la fracción solar mensual, calculada en el apartado 6.2. En este punto, los cálculos realizados son los mismos que en el apartado anterior. Por lo tanto, se muestra directamente dos tablas con los costes de combustible del gas natural y de la biomasa:

	Aporte sistema auxiliar (kWh)	Aporte calderas de gas (kWh)	Aporte gas natural (kWh)	Gasto gas natural
Enero	23363,83	17958,36	19953,74	954,92 €
Febrero	16167,50	12426,98	13807,76	685,74 €
Marzo	2516,81	1934,52	2149,46	175,11 €
Abril	1198,46	921,19	1023,54	125,80 €
Mayo	148,29	113,98	126,65	86,52 €
Junio	0,00	0,00	0,00	80,97 €
Julio	0,00	0,00	0,00	80,97 €
Agosto	0,00	0,00	0,00	80,97 €
Septiembre	2994,05	2301,34	2557,05	192,97 €
Octubre	9342,45	7180,98	7978,86	430,44 €
Noviembre	18031,41	13859,65	15399,61	755,46 €
Diciembre	23899,18	18369,86	20410,95	974,95 €
AÑO	97661,98	75066,85	83407,61	4.624,81 €

26. Tabla. Gasto de gas natural con instalación solar

	Aporte sistema auxiliar (kWh)	Aporte caldera biomasa (kWh)	Aporte astillas (kWh)	Aporte astillas (kg)	Gasto astillas
Enero	23363,83	5405,47	5812,33	1660,67	184,08 €
Febrero	16167,50	3740,52	4022,07	1149,16	127,38 €
Marzo	2516,81	582,29	626,12	178,89	19,83 €
Abril	1198,46	277,28	298,15	85,18	9,44 €
Mayo	148,29	34,31	36,89	10,54	1,17 €

Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	- €
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	- €
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	- €
Septiembre	2994,05	692,70	744,84	212,81	23,59 €
Octubre	9342,45	2161,47	2324,17	664,05	73,61 €
Noviembre	18031,41	4171,75	4485,76	1281,65	142,07 €
Diciembre	23899,18	5529,33	5945,51	1698,72	188,30 €
AÑO	97661,98	22595,12	24295,83	6941,67	769,48 €

27. Tabla. Gasto de biomasa sin instalación solar

En total, con la instalación solar los costes de combustible son de 6.527,10€.

8.2.3. Amortización

Comparando los costes de combustible en ambas situaciones se obtiene que el ahorro económico anual es de:

$$\text{Ahorro} = 19103,24 - 6527,10 = 12576,14 \text{ €}$$

Para estimar un tiempo de amortización aproximado, se utiliza el coste de inversión inicial, 161.306,94€.

$$\text{Tiempo de amortización} = \frac{174015,74 \text{ €}}{12576,14 \text{ €/año}} = 13,84 \text{ años}$$

En conclusión, la instalación solar se amortizará en aproximadamente 14 años. Cabe destacar que no se han tenido en cuenta los costes de operación y mantenimiento, que retrasarían este tiempo o la inflación del precio de combustible, que adelantaría esta fecha. De todas maneras, se puede considerar viable económicamente, ya que la vida útil de una instalación solar de estas características es de unos 25 años.

9 CONCLUSIONES

Durante el proceso realización de este proyecto y una vez terminado el mismo se ha llegado a una serie de conclusiones principales, las cuales se exponen a continuación.

En primer lugar, cabe destacar que no se ha cumplido con la normativa actual del Código Técnico de la Edificación, ya que el proyecto no se habría podido llevar a cabo si se hubiese tenido en cuenta la demanda energética que supone la climatización de la piscina interior. Concretamente, para llegar a una Contribución Solar Mínima del 70% teniendo en cuenta la piscina, la superficie de captación necesaria habría sido desorbitada e indudablemente superior a la superficie disponible en la cubierta del edificio, a pesar de que el edificio ocupa una superficie amplia en el espacio. El porqué de esta situación se debe a la modificación del CTE mediante el Real Decreto 732/2019, en el cual obliga a que la Contribución Solar Mínima sea del 70% en todas las regiones del país. Esto lleva a la complejidad de realizar este tipo de proyectos en regiones del norte, donde el clima es más nuboso que en el centro y sur de la península, y la radiación solar es notablemente menor. Con el CTE anterior, la contribución solar variaba en función de la radiación solar incidente en la región en la que se pretendía realizar el proyecto, creando diferentes zonas climáticas dentro de la península. De hecho, aplicando el CTE en este caso concreto, la contribución mínima exigida hubiera sido del 30%, menos de la mitad que el caso estudiado.

Teniendo lo anterior presente, se ha comprobado el desfase existente entre la generación de energía solar térmica y la demanda energética. Dicho de otro modo, la radiación solar se reduce en los meses de invierno, coincidiendo con la época en la que la demanda energética es más alta, y viceversa. A pesar de se ha diseñado los paneles con la inclinación óptima para aprovechar la radiación invernal, el desfase se hace notorio cuando se observa la contribución solar mensual; en el mes de enero la energía solar aporta un 33,7% de la demanda energética al mismo tiempo que en los meses de julio y agosto existe un excedente de energía solar, aumentando el riesgo de sobrecalentamiento de la instalación.

Finalmente, es posible afirmar que el proyecto es viable desde un punto de vista económico, a pesar de las dimensiones de la instalación y la fuerte inversión a realizar

10 BIBLIOGRAFÍA

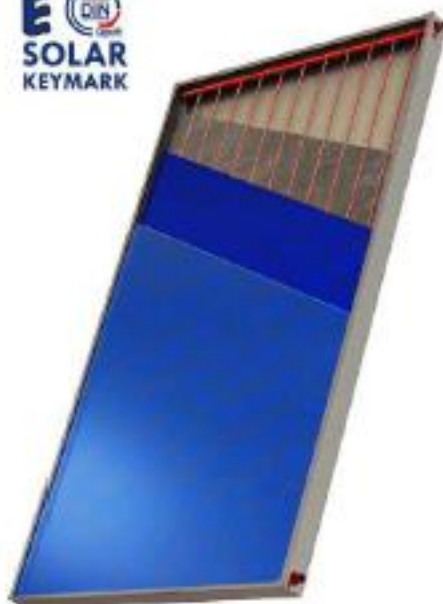
- ACESOL. (2014). *Sistema solar térmico centralizado*. Obtenido de https://www.solarthermalworld.org/sites/gstec/files/story/2014-09-19/sistema_solar_termico_centralizado.pdf
- Ahorracalor.com. (2020). *Interacumulador vitrificado serpentín espiral mural*. Obtenido de <https://ahorracalor.com/producto/interacumulador-vitrificado-serpentin-espiral-mural-100l/>
- Alfa Laval. (2020). *Intercambiador de calor de placas con juntas*. Obtenido de <https://www.alfalaval.es/productos-y-soluciones/transferencia-de-calor/intercambiadores-de-calor-de-placas/intercambiador-de-calor-de-placas-con-juntas/>
- Alvarez, M. (2009). *Consulting Engineer*. Obtenido de <http://www.consultores-2e.com/110724es.htm>
- AulaFacil. (2020). *Sistema auxiliar en línea*. Obtenido de <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-termica-1/sistema-auxiliar-o-modulante-en-linea-l37767>
- aveBiom. (2020). *Índice de precios de biomasa al consumidor*. Obtenido de https://www.avebiom.org/proyectos/indice-precios-biomasa-al-consumidor?language_content_entity=es
- Barrero, A. (2020). El Plan de Energía y Clima no evita que la dependencia energética de España siga estando muy por encima de la media europea en 2030. *Energías Renovables*.
- BOE. (2012). *Orden IET 849/2012*. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- BP. (2019). *BP Statistical Review of World Energy*.
- Carpemar. (Septiembre de 2016). *carpemar.com*. Obtenido de http://www.carpemar.com/images/pdf/FT/Propilenglicol_IND/FT_Propilenglicol_IND_ES.pdf
- certificaciónenergética.info. (2020). *Eficiencia Energética*. Obtenido de <https://certificacionenergetica.info/ist/pdf/perdidas-por-rozamiento-en-cobre-y-acero.pdf>
- certificaciónenergética.info. (2020). *Método de cálculo F-chart*. Obtenido de <https://certificacionenergetica.info/metodo-de-calculo-f-chart/>
- CHEQ-4. (2020). *Software Cheq-4, creado por el IDAE*.
- Corporación de Desarrollo Tecnológico - Cámara Chilena de la Construcción. (2020). *Guía de Diseño y Montaje de Instalaciones Solares Térmicas*. Obtenido de https://ingemecanica.com/cursos_online/objetos/curso_ref014.pdf

- CTE. (2019). *Código Técnico de la Edificación, Ahorro de energía HE*.
- CYPE Ingenieros. (2020). *Generador de precios*. Obtenido de <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>
- Díaz, J. F. (2015). *Eficiencia energética y utopía*. Obtenido de <https://juanfrancisco207.wordpress.com/2015/01/31/conceptos-de-energia-solar-termica/>
- Energía y Sociedad. (2017). *Insostenibilidad del sistema energético y vías de solución*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-6-insostenibilidad-del-sistema-energetico-y-vias-de-solucion/>
- Escuela Universitaria Técnica de Ingeniería Agrícola de Ciudad Real. (2020). *Pérdidas de carga localizadas*. Obtenido de https://previa.uclm.es/area/ing_rural/Trans_hidr/Tema8.PDF
- Fracture, Q. (2020). *Energía del sol*. Obtenido de https://www.youtube.com/watch?v=QkMgvE5Q_S4&t=227s&ab_channel=QuantumFracture
- Franco, A. (2016). *EHU*. Obtenido de Fundamentos Físicos de la Ingeniería de Energías Renovables: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/celeste/tiempo/tiempo.html>
- Fuentes, D. (2020). *Instalación de colectores solares para suministro de ACS*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- GENEBRE. (2020). *Purgador de aire manual*. Obtenido de <https://www.genebre.es/7501-purgador-manual-de-aire>
- Google Maps. (2020). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.es/maps/@42.8363227,-2.6657915,407m/data=!3m1!1e3>
- Hernández, A. (2015). *Instalación solar térmica para producción de ACS*. Valladolid: Universidad de Valladolid.
- Iberdrola. (2018). *Plan gas, condiciones de contratación*. Obtenido de https://www.iberdrola.es/webclipb/gc/prod/es_ES/planes/docs/plan_gas_negocios_plus.pdf
- IDAE. (2009). *Guía Técnica Instalaciones de biomasa térmica en edificios*. Madrid. Obtenido de [https://biomassenergetic.com/es/project/astillas/#:~:text=La%20astilla%20forestal%20tiene%20un,de%20humedad%20sobre%20base%20h%C3%BAmeda\).](https://biomassenergetic.com/es/project/astillas/#:~:text=La%20astilla%20forestal%20tiene%20un,de%20humedad%20sobre%20base%20h%C3%BAmeda).)
- IDAE. (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura*. Madrid.
- IDAE. (2010). *Guía Técnica: Diseño de centrales de calor eficientes*.
- IDAE, ASIT. (2020). *Guía Técnica de Energía Solar Térmica*.
- Inerox. (2019). *Catálogo de productos 2018-2019*.

- Llorente, F. (2013). *Los movimientos de la Tierra en el espacio*. Obtenido de <https://www.tiempo.com/ram/498/meteorologia-ii-los-movimientos-de-la-tierra-en-el-espacio-y-la-radiacion-solar-como-causas-del-rompecabezas-meteorologico/>
- Martínez, V. (2020). *Apuntes de la asignatura energía fotovoltaica; Radiación solar*.
- Mezi, L. (2001). *Isolation of Legionella anisa Using an Amoebic Coculture Procedure*.
- Otxoa, E. (2018). *Informe evolución consumos 2018*.
- Pérez-Martínez, Cuesta-Santianes, & Cabrera. (2008). *Energía solar térmica*. Madrid: CIEMAT.
- Ponce, J. (2013). *Cálculo del vaso de expansión de una instalación solar térmica*. Obtenido de <http://javiponce-formatec.blogspot.com/2013/09/calculo-del-vaso-de-expansion-de-una.html>
- REE. (2019). *El sistema eléctrico español*. Madrid: Red Eléctrica de España.
- RITE. (s.f.). *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios*.
- SGP instalaciones. (2020). *Instalación solar térmica*. Obtenido de http://www.sgpinstalaciones.com/energia_solar_termica.html
- Solarweb. (2012). *Solarweb*. Obtenido de <https://www.solarweb.net/forosolar/solar-termica/29706-conexiones-acumulador-estratificado.html>
- Urresti, A. (2017). *Apuntes del grado en ingeniería de energías renovables; Zirkuito hidraulikoa*. EHU.
- Wikipedia. (2015). *Irradiación Global horizontal*. Obtenido de <https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:SolarGIS-Solar-map-Europe-es.png>

ANEXO I. CATÁLOGOS DE FABRICANTES

COLECTOR SOLAR TÉRMICO ESCOSOL FMAX



- Tubos Cabezal: Cobre $\varnothing 22 \times 0,7$ mm.
- Tubos Verticales: Cobre $\varnothing 8 \times 0,4$ mm.
- Superficie Absorbente: Tratamiento altamente selectivo (α : 95% y ϵ : 5%) en superficie de aluminio de 0,5mm.
- Soldado Laser: Entre tubos de cobre y la superficie absorbente.
- Aislamiento Trasero: Aislamiento Solar Rock Wool de 40mm de espesor y 50kg/m³ densidad.
- Aislamiento Lateral: Aislamiento Solar Rock Wool de 20mm de espesor y 70kg/m³ densidad.
- Vidrio: Templado de 3.2mm espesor y 91,5% transparencia.
- Encapsulado lateral: Marco de aluminio con recubrimiento en color gris RAL 9006.
- Encapsulado posterior: Plancha Aluzinc de 0,4mm espesor
- Ventilación: 2 puntos de ventilación en posición diagonal.

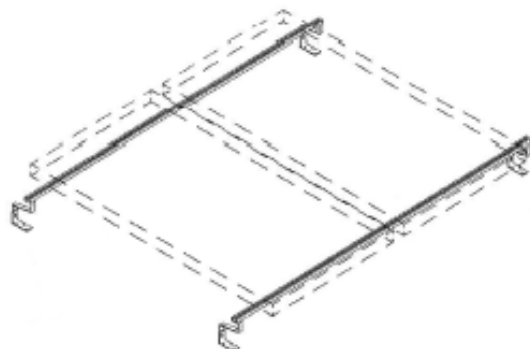
Modelo	FMAX 2.0	FMAX 2.4	FMAX 2.8
Código	8001090	8001092	8001094
Datos técnicos			
Area Bruta (m ²)	2,00	2,37	2,74
Area Apertura (m ²)	1,67	2,23	2,57
Dimensiones totales (mm)	Alto:1980 Ancho:1010 Grosor:86	Alto:1930 Ancho:1230 Grosor:86	Alto:2160 Ancho:1260 Grosor:86
Presión Max. De Trabajo (bar)	10		
Capacidad (lt)	1,40	1,70	1,85
Datos Eficiencia (Área Apertura)			
Eficiencia Óptica η_{0s}	0,823		
Perdidas Térmicas A1	3,36		
Perdidas Térmicas A2	0,013		
Temp. Estancamiento	163,6 °C		



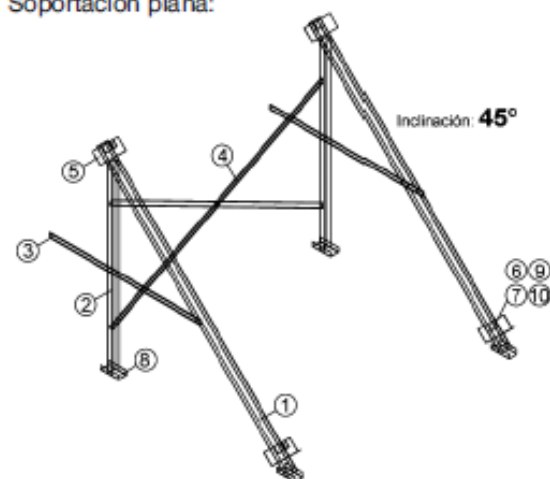
05 SISTEMAS DE SOPORTACIÓN



Soportación inclinada:



Soportación plana:



ESCOSOL 2300

	Medidas (mm)	Unid.
1	1710	1
2	1153	1
3	965	1
4	760	4
5	Accesorios	1
6	Accesorios	1
7	Accesorios	4
8	Accesorios	2
9	M8 X 20	14

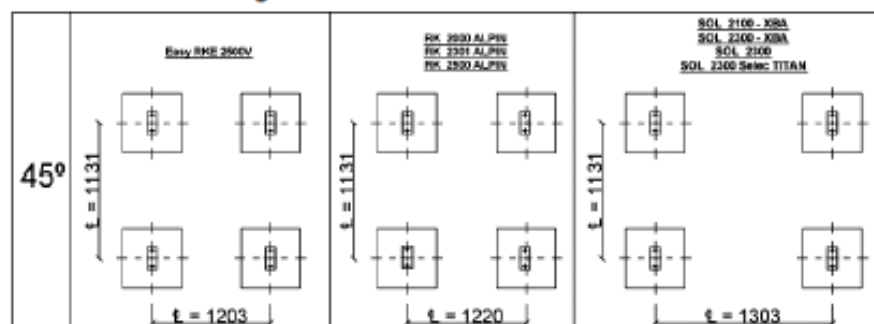
• Soportación universal inoxidable

La nueva soportación universal de **inoxidable** ESCOSOL, se caracteriza por su simplicidad de montaje y su coste, muy competitivo respecto a la soportación en acero galvanizado.

Un único kit por colector para dimensionar baterías de cualquier número de colectores. La soportación de un colector se construye con dos kits, a partir de la primera soportación, se ha de añadir un kit adicional, p. ejem. una batería de 4 colectores ALPIN, 5 uds del código SO05110. La soportación se ha diseñado para inclinaciones 35°/45°/55°, para una inclinación ú otra, basta con modificar la fijación del pasamanos.

Código	Artículo	€
CUBIERTA PLANA		
SO 05 110	Cubierta vertical 35°/45°/55° ALPIN RKM-RKE y ESCOSOL 2100-2300 (mínimo 2 uds)	89,00
SO 05 111	Cubierta vertical 35°/45°/55° ESCOSOL 2800 (mínimo 2 uds)	97,00
SO 05 112	Cubierta horizontal 45° ALPIN RKQ 2500 (mínimo 2 uds)	89,00
SO 05 113	Cubierta vertical 45° ALPIN RKQ 2300 (mínimo 2 uds)	89,00
CUBIERTA INCLINADA		
SO 05 120	Soportación universal inoxidable c. inclinada, marco y accesorios de fijacion 1 colector	82,00
SO 05 121	Soportación universal inoxidable c. inclinada, marco y accesorios de fijacion 2 colectores	108,00
SO 05 122	Soportación regulable universal inoxidable c. inclinada, 4 pies + 16 fijaciones	99,00

Detalles dados hormigón:



ACUMULADORES AGUA CALIENTE



ACUMULADORES GRAN VOLUMEN

Acumulador de acero al carbono con revestimiento de resina epoxídica o vitrificado adecuado para instalaciones de ACS, según normativa DIN 4753 - 3. Temperatura máxima de trabajo ACS 95°C (vitrificado), 80°C (esmaltec) y 70°C (epoxídico). Presión máxima de trabajo 8 bar.

CAPACIDAD (l)	500	750	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	
Referencia	ASUV018	ASUV019	ASUV020	ASUV021	ASUV022	ASUV023	ASUV024	
PESO (Kg)	145	195	205	285	350	400	620	
D x H	850 x 1.755	990 x 1.875	990 x 2.205	1.200 x 2.185	1.450 x 1.995	1.450 x 2.230	1.700 x 1.995	
MONTAJE	Vertical							
TIPO DE CIRCUITO	Directo / ACS							
INTERCAMBIADOR	No							
TRATAMIENTO INTERIOR	Vitrificado							
TRATAMIENTO EXTERIOR	Funda de skay							
AISLAMIENTO	Poliuretano rígido	Poliuretano flexible						
PROTECCIÓN CATÓDICA	Ánodo de magnesio					Ánodo electrónico		

CAPACIDAD (l)	1.500	2.000	2.500	3.000	4.000	5.000	3.000	4.000	5.000
Referencia	ASUV010	ASUV011	ASUV012	ASUV013	ASUV014	ASUV015	ASUV041	ASUV042	ASUV043
PESO (Kg)	285	350	435	535	555	670	535	555	670
D x H	1.200 x 2.155	1.450 x 1.995	1.450 x 2.230	1.700 x 1.995	1.800 x 2.300	2.000 x 2.300	1.700 x 1.995	1.800 x 2.300	2.000 x 2.300
MONTAJE	Vertical					Vertical			
TIPO DE CIRCUITO	Directo / ACS					Directo / ACS			
INTERCAMBIADOR	No					No			
TRATAMIENTO INTERIOR	Resina epoxídica					Esmaltec			
TRATAMIENTO EXTERIOR	Funda de skay					Funda de skay			
AISLAMIENTO	Poliuretano flexible					Poliuretano flexible			
PROTECCIÓN CATÓDICA	Ánodo electrónico					Ánodo electrónico			

INTERCAMBIADORES DE PLACAS



CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

- **Materiales:**
 - Placas de acero inoxidable AISI 316L.
 - Junta de NBR.
 - Opcional: otros materiales.
- **Presión de uso:**
 - 10 bar (presiones superiores consultar).
- **Rango de potencias:**
 - Desde casi cero hasta miles de kilowatios.
- **Programa de cálculo disponible para clientes.**
(Contacte con su comercial).

VENTAJAS DEL PRODUCTO

- Gran superficie de intercambio con relación al espacio ocupado.
- Fácil montaje y limpieza.
- Aplicaciones:
 - Grandes producciones de agua caliente sanitaria para hoteles, hospitales, polideportivos, edificios de viviendas, etc.
 - Circuitos con bombas de calor, captadores solares, recuperadores de calor, etc.
 - Calentamiento de piscinas.
 - Industria: piscifactorías, alimentación, química, petroquímica, etc.
 - Aceites térmicos, agua glicolada, agua marina, etc.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MODELO	ÁREA m ²	DIMENSIONES ALTO x ANCHO mm	PESO PLACA kg	TIPO PLACA	RANGO DE POTENCIA APROX kW	CONEXIÓN HIDRÁULICA mm	MÁX. Nº PLACAS número
IT021	0,021	305 x 145	0,21	Único	< 155	DN 32 inox	40
IT042	0,041	457 x 145	0,32	Único	< 317	DN 32 inox	40
IT126	0,112	723 x 245	0,82	A y B	< 1.500	DN 65 inox	151
IT300	0,268	877 x 425	1,67	A y B	< 4.000	DN 100 embridar	401

AISLAMIENTO TUBULAR FLEXIBLE Clase M1



Características:

- Grueso: ≤ 25 mm.
- Elastómero extruido de célula cerrada Nitril - PVC
- Conductibilidad térmica λ :
0,033 W/(m.k) a 0°C
0,034 W/(m.k) a 10°C
0,037 W/(m.k) a 40°C
- Temperatura de trabajo tubos:
-40 a +110°C
- Coef. permeabilidad (UNI 9233):
 $\geq \mu 10.000$
- Clasificación al fuego: B1 S2 d0
- Resistencia al ozono*: Excelente
- Resist. agentes atmosféricos*: Excelente
- Longitud estándar: 2 metros

*Consulte dpto. técnico.



Características:

- Grueso: > 25 mm.
- Conductibilidad térmica λ :
0,036 W/mk a 0°C
0,037 W/mk a 10°C
0,040 W/mk a 40°C
- Escala de temperatura tubo: -45 a 110°C
manta: -45 a 85°C
- Factor de fusión al vapor de agua:
 $\geq \mu 7.000$
- Flexibilidad: Excelente
- Clasificación al fuego: B1 S3 d0
- Reducción al ruido: 32 dB (A)
- Densidad: 65 ± 10 Kg/m³
- Longitud estándar: 2 metros

Código	Artículo					Metro lineal €
	Ref.	Ø nominal	Ø Cobre	Ø Hierro	Cont. caja	
ESPESOR 25 mm (M)						
Al 04 143	6 x 25	6	1/4"	—	64	4,68
Al 04 144	10 x 25	10	3/8"	1/8"	60	4,76
Al 04 240	12 x 25	12	1/2"	—	54	4,81
Al 04 311	15 x 25	15	5/8"	—	52	4,94
Al 04 317	18 x 25	18	3/4"	3/8"	50	5,23
Al 04 318	22 x 25	22	7/8"	1/2"	42	5,83
Al 04 319	25 x 25	25	1"	—	40	6,39
Al 04 320	28 x 25	28	1-1/8"	3/4"	40	6,95
Al 04 321	35 x 25	35	1-3/8"	1"	24	7,47
Al 04 109	42 x 25	42	1-5/8"	1-1/4"	22	8,22
Al 04 110	48 x 25	48	—	1-1/2"	18	8,96
Al 04 118	54 x 25	54	2-1/8"	—	16	9,52
Al 04 119	60 x 25	60	2-3/8"	2"	12	10,45
Al 04 120	64 x 25	64	2-5/8"	—	12	11,05
Al 04 140	76 x 25	76	3"	2-1/2"	10	12,54
Al 04 150	89 x 25	89	3-1/2"	3"	8	14,56
Al 04 151	102 x 25	102	3-5/8"	3-1/2"	6	17,98
Al 04 185	114 x 25	114	4-1/2"	4"	6	19,92
Al 04 213	140 x 25	140	—	5"	4	22,39
Al 04 214	160 x 25	160	—	—	4	29,99
ESPESOR 32 mm						
Al 04 191	15 x 32	15	5/8"	1/4"	36	6,99
Al 04 192	18 x 32	18	3/4"	3/8"	32	7,20
Al 04 193	22 x 32	22	7/8"	1/2"	32	7,30
Al 04 194	25 x 32	25	1"	—	24	8,09
Al 04 195	28 x 32	28	1-1/8"	3/4"	24	8,61
Al 04 196	35 x 32	35	1-3/8"	1"	22	9,75
Al 04 758	42 x 32	42	1-5/8"	1-1/4"	16	10,75
Al 04 759	48 x 32	48	—	1-1/2"	14	11,41
Al 04 760	54 x 32	54	2-1/8"	—	12	12,30
Al 04 761	60 x 32	60	2-3/8"	2"	10	13,08
Al 04 762	64 x 32	64	2-5/8"	—	10	13,96
Al 04 763	76 x 32	76	3"	2-1/2"	8	15,38
Al 04 764	89 x 32	89	3-1/2"	3"	8	17,79
Al 04 765	102 x 32	102	3-5/8"	3-1/2"	6	23,20
Al 04 766	108 x 32	108	4"	—	6	23,24
Al 04 767	114 x 32	114	4-1/2"	4"	6	23,28
Al 04 768	140 x 32	140	—	5"	4	28,06
Al 04 769	160 x 32	160	—	—	4	39,95
Al 04 770	168 x 32	168	—	6"	4	42,40
ESPESOR 40 mm						
Al 04 217	6 x 40	6	1/4"	—	24	10,92
Al 04 218	10 x 40	10	3/8"	—	24	11,81
Al 04 219	12 x 40	12	1/2"	—	24	12,71
Al 04 220	15 x 40	15	5/8"	—	22	13,32
Al 04 332	18 x 40	18	3/4"	3/8"	22	13,39
Al 04 333	22 x 40	22	7/8"	1/2"	22	13,68
Al 04 334	25 x 40	25	1"	—	16	14,72
Al 04 335	28 x 40	28	1-1/8"	3/4"	16	15,73
Al 04 336	35 x 40	35	1-3/8"	1"	16	17,27
Al 04 337	42 x 40	42	1-5/8"	1-1/4"	16	18,60
Al 04 338	48 x 40	48	—	1-1/2"	12	20,24
Al 04 339	54 x 40	54	2-1/8"	—	10	20,34
Al 04 340	60 x 40	60	2-3/8"	2"	10	20,53
Al 04 349	64 x 40	64	2-5/8"	—	10	20,93
Al 04 350	76 x 40	76	3"	2-1/2"	10	22,13
Al 04 354	80 x 40	80	—	—	10	22,76
Al 04 356	89 x 40	89	3-1/2"	3"	10	23,41
Al 04 312	102 x 40	102	3-5/8"	3-1/2"	8	25,32
Al 04 313	114 x 40	114	4-1/2"	4"	6	25,65
Al 04 314	140 x 40	140	—	5"	6	29,38
Al 04 315	160 x 40	160	—	—	4	39,43
Al 04 316	168 x 40	168	—	6"	4	41,51

Vasos de expansión

Reflex G



G 100–500 litros

G 600–1000 litros

G 1000–5000 litros

Características técnicas

- Para sistemas de climatización de circuito cerrado
- Diseño vertical
- Conexiones:
 - Hasta 1000 litros / Ø 740 mm con conexión roscada
 - A partir de 1000 litros / Ø 1000 mm con bridas de unión DN65
- Vejiga reemplazable según DIN EN 13831
- Temperatura de funcionamiento máx. 70 °C
- Para mezcla de agua y anticongelante entre el 25–50 %
- Certificación según la Directiva relativa a equipos de presión 97/23/CE
- A partir de 1000 litros, con detector de rotura de vejiga
- Con abertura de inspección (a partir de 1000 l litros con 1000 mm Ø)
- Manómetro y válvula de presión de precarga protegidos por clip
- Revestimiento de resina epoxídica de larga duración
- Con cámara de gas presurizada de fábrica
- Temperatura de sistema máx. admisible 120 °C

Conjunto de conexiones AG

- + Para una instalación y un mantenimiento ultrarápidos de los vasos de expansión
- + Incluye aislamiento seguro y codo de conexión con unión de conexión
- + Con grifo de desagüe G 1/4 y tobera de tubo flexible
- + Según DIN EN 12828
- + PN 16/120 °C



Manómetro digital

- + Manómetro digital hasta aproximadamente 9 bar



MBM II as vejiga rupture detector


- + Señalización de rotura de vejiga en Reflex G
- + Consta de un relé de electrodos y un electrodo (instalados de fábrica)
- + Fuente de alimentación 230 V/50 Hz
- + Salida de relé flotante (conmutación)
- + Suministrado solo con un vaso con manguito MBM



GRUNDFOS

Empresa:
Creado Por:
Teléfono:


Datos: 09/09/2020

Contar	Descripción
1	<p>NK 40-250/260 A1F2AE-SBQQE</p>  <p>Código: 98327590</p> <p>Bomba centrífuga de voluta, no autocebante y de una etapa, diseñada de acuerdo con la norma ISO 5199, con dimensiones y rendimiento nominal de acuerdo con la norma EN 733. Las bridas son de PN 16 y sus dimensiones satisfacen los requisitos establecidos por la norma EN 1092-2. La bomba posee un puerto de aspiración axial, un puerto de descarga radial y un eje horizontal. Su diseño incluye un sistema de extracción trasera que permite desmontar el motor, el acoplamiento, el soporte de los cojinetes y el impulsor sin que esto afecte a la carcasa de la bomba o las tuberías.</p> <p>El cierre de fuelle de caucho no equilibrado satisface los requisitos establecidos por la norma DIN EN 12756. La bomba está equipada con un motor asíncrono refrigerado por ventilador y montado sobre soportes. La bomba y el motor se encuentran montados en una bancada común.</p> <p>Líquido: Líquido bombeado: Glicol propílico Rango de temperatura del líquido: -25 .. 120 °C Concentración: 30 % Temperatura del líquido durante el funcionamiento: 50 °C Densidad: 1012 kg/m³ Viscosidad cinemática: 1.25 mm²/s</p> <p>Técnico: Velocidad de bomba en la que se basan los datos de bomba: 1440 rpm Caudal real calculado: 26.78 m³/h Altura resultante de la bomba: 21.54 m Diámetro real del impulsor: 260 mm Impulsor nom.: 250 mm Cierre primario: BQQE Cierre secundario: NONE Tolerancia de curva: ISO9906:2012 3B2 MaxPowerP2AlongTheCurve: 2.829 kW</p> <p>Materiales: Carcasa de la bomba: Hierro fundido EN-GJL-250 ASTM A48-40 B Impulsor: Fundición EN-GJL-200 ASTM A48-30 B Caucho: EPDM Mat. anillo desgaste: Latón de alta aleación (CuZn34Mn3Al2)</p> <p>Instalación: Maximum ambient temperature: 60 °C Presión de trabajo máxima: 16 bar Normativa de brida: EN 1092-2 Entrada de bomba: DN 65 Salida de bomba: DN 40 Presión nominal: PN 16 Tipo de acoplamiento: Estándar Armazón base: EN / ISO</p>



Empresa:
Creado Por:
Teléfono:

Datos: 09/09/2020

Contar	Descripción
1	<p>NK 65-125/122 A2F2AE-SBQQE</p>  <p>Código: 98876500</p> <p>Bomba centrífuga de voluta, no autocebante y de una etapa, diseñada de acuerdo con la norma ISO 5199, con dimensiones y rendimiento nominal de acuerdo con la norma EN 733. Las bridas son de PN 16 y sus dimensiones satisfacen los requisitos establecidos por la norma EN 1092-2. La bomba posee un puerto de aspiración axial, un puerto de descarga radial y un eje horizontal. Su diseño incluye un sistema de extracción trasera que permite desmontar el acoplamiento, el soporte de los cojinetes y el impulsor sin que esto afecte al motor, la carcasa de la bomba o las tuberías.</p> <p>El cierre de fuelle de caucho no equilibrado satisface los requisitos establecidos por la norma DIN EN 12756. La bomba está equipada con un motor asíncrono refrigerado por ventilador y montado sobre soportes. La bomba y el motor se encuentran montados en una bancada común.</p> <p>Líquido: Líquido bombeado: Agua Rango de temperatura del líquido: -25 .. 120 °C Temperatura del líquido durante el funcionamiento: 40 °C Densidad: 992.2 kg/m³ Viscosidad cinemática: 0.65 mm²/s</p> <p>Técnico: Velocidad de bomba en la que se basan los datos de bomba: 1390 rpm Caudal real calculado: 25.41 m³/h Altura resultante de la bomba: 4.132 m Diámetro real del impulsor: 122 mm Impulsor nom.: 125 mm Cierre primario: BQQE Cierre secundario: NONE Tolerancia de curva: ISO9906:2012 3B2 MaxPowerP2AlongTheCurve: 0.552 kW</p> <p>Materiales: Carcasa de la bomba: Hierro fundido EN-GJL-250 ASTM A48-40 B Impulsor: Fundición EN-GJL-200 ASTM A48-30 B Caucho: EPDM Mat. anillo desgaste: Latón de alta aleación (CuZn34Mn3Al2)</p> <p>Instalación: Maximum ambient temperature: 40 °C Presión de trabajo máxima: 16 bar Normativa de brida: EN 1092-2 Entrada de bomba: DN 80 Salida de bomba: DN 65 Presión nominal: PN 16 Tipo de acoplamiento: Separador Armazón base: EN / ISO</p>

ANEXO II. PLANO

Revisiones			
Rev	Descripción	Fecha	Aprobado



	Nombre	Fecha	Solid Edge Siemens PLM		
			Título		
Salvo indicación contraria cotas en milímetros ángulos en grados tolerancias ±0,5 y ±1º			A3	Plano	Rev
			Archivo	Plano	tejada.dft
			Escala	Peco	Hoja 1 de 2