

UNIVERSIDAD DON BOSCO



Evaluación de factibilidad y diseño de sistema solar térmico, para suplir agua caliente sanitaria a los procesos de cocimiento de jarabe, pasteurización y enlatado, en una planta productora de bebidas en El Salvador

TRABAJO DE GRADUACIÓN PREPARADO PARA EL
CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

PARA OPTAR POR EL GRADO DE
Maestro(a) en Gestión en Energías Renovables

ASESOR

Doctor Luis Aarón Martínez

PRESENTADO POR

Francisco Ernesto Quintanar Quezada
Diana Marcela Valencia Lucero

DICIEMBRE 2017

Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, Centroamérica

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar doy gracias a Dios por darme salud y vida, por permitirme soñar y emprender nuevos desafíos, por su misericordia y su amor, por su palabra *“Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente; no temas ni desmayes, porque El Señor tu Dios estará contigo en dondequiera que vayas” Josué 1:9*. A mi hermana Verónica por ser el pilar para mi educación, por confiar en mi capacidad y animarme a superarme profesionalmente en cada etapa de mi vida. A mis padres, Hernán y Yolanda, por dedicar su tiempo, su cariño y apoyarme en todo. A mi hermano Eduardo, por cada consejo en mi camino personal y profesional. A mi abuelita por sus oraciones y su cariño incondicional. A Ana Cris, gracias por su paciencia y cada palabra que me daba confianza y me calmaba, por todo ese cariño. A Marcela, gracias por ser una compañera comprensiva y paciente, sobre todo por el ímpetu y dedicación como estudiante y como profesional al completar este logro. Al Ingeniero Juan por confiar en mí, y permitirme a la par de mi trabajo tomar este reto, gracias por todo su apoyo. Al Doctor Aarón por el tiempo dedicado y el genuino interés por nuestro aprendizaje. A mis compañeros de la maestría gracias por compartir esta etapa. A Mr. J, gracias por ser un mentor y dedicar su vida a los jóvenes, sus palabras me enseñaron mucho como persona y como cristiano. Y gracias a todos los que me acompañaron a culminar esta etapa, mi familia, mis amigos, los profesores que dedicaron su tiempo y esfuerzo, gracias.

Francisco Quintanar

AGRADECIMIENTOS

Al llegar al momento de cerrar esta etapa de mi formación académica, no puedo hacer más que reconocer que todo ha sido gracias a la bondad infinita de Dios. Él ha mostrado su gran poder al poner a mí alrededor a personas que me han apoyado en todos los ámbitos.

Agradezco a la Universidad Don Bosco por brindarme mediante su programa de maestría, todos los conocimientos necesarios para realizar este trabajo. Cada maestro contribuyó grandemente a mi crecimiento como profesional, especialmente el Doctor Aarón Martínez, quien en su rol de asesor nos orientó pacientemente hasta llevar a término este capítulo.

A Francisco, mi compañero, le agradezco por mostrar siempre una actitud positiva y conciliadora, por su dedicación a este trabajo y por su tenacidad ante los retos que el mismo nos impuso.

Además de las personas e instituciones que intervinieron directamente en este proceso, tuve una red de familiares y amigos, que fueron indispensables para recorrer el camino. Mis queridos padres encabezan la lista, a ellos les agradezco por su incondicional cariño y apoyo, por sus palabras de ánimos y por procurar siempre que guardara un balance saludable en mi vida. Luego están mis hermanos, cuyas preguntas esporádicas me recordaban que tenía que seguir avanzando.

A Jorge Rogelio Valencia, mi abuelito, le agradezco por enseñarme con sus interesantes relatos sobre experiencias vividas, que los retos se asumen aunque uno piense que no está preparado para ellos. Abuelito, eres un gran ejemplo de vida, sin tu esfuerzo la historia de la familia Valencia sería muy diferente.

A Miguel, mi familia elegida y mejor amigo, le agradezco por nunca dudar de mi capacidad, por escucharme siempre atentamente y dar por sentado que llegaría este día.

Y finalmente, a mi jefe, colega y amigo Marco Tulio, le agradezco por animarme a alcanzar esta meta y permitirme acomodar los compromisos laborales y de estudio, lo cual fue de gran ayuda.

Marcela Valencia

RESUMEN EJECUTIVO

Las condiciones geográficas y climáticas de El Salvador, hacen que la radiación solar represente una importante fuente de energía primaria, con gran potencial para su aprovechamiento, tanto para la conversión a energía eléctrica a través de la tecnología fotovoltaica, como para el uso directo del calor.

El aprovechamiento de energía solar térmica tiende a orientarse principalmente hacia aplicaciones domésticas, comerciales o al calentamiento de agua para uso directo; mientras que las aplicaciones industriales, que presentan mayores exigencias en cuanto a temperatura y presión, suelen ser dejadas de lado. Sin embargo, existe un importante potencial de aprovechamiento en procesos industriales que demandan calor a temperaturas bajas y medias.

En este trabajo se concluye sobre la factibilidad de incorporación de un sistema solar térmico a un proceso industrial de producción de bebidas carbonatadas y no carbonatadas, para una empresa seleccionada como caso de estudio. Para que el proyecto sea integral, previo a la integración de un sistema para generación de energía térmica a partir de la radiación solar, se llevar a cabo un diagnóstico e identificación de las oportunidades de mejora en la utilización actual de la energía.

El diseño del SST y selección del tipo de captador solar a utilizar, parte de la demanda eficiente, luego de la aplicación de las medidas identificadas en el diagnóstico. Se destaca que a pesar que la incorporación de un sistema solar térmico en un proceso industrial requiere un nivel de diseño y cálculos de ingeniería mayores a los requeridos por una aplicación residencial, existen herramientas que facilitan la evaluación de los diferentes posibles puntos de integración y priorización de los mismos.

Luego del análisis de los diferentes puntos de integración, se decide diseñar un sistema solar térmico para precalentamiento de agua de reposición de la caldera. A pesar que la experiencia en sistemas solares térmicos para procesos industriales es principalmente en países con climas no tropicales y que por lo mismo tienen diferentes exigencias, el diseño propuesto toma en cuenta simplificaciones que pueden realizarse por las condiciones específicas de nuestra área geográfica. El costo estimado del diseño propuesto es de \$19,737.3 y los ahorros energéticos que se logran con el mismo se estiman en 22.59 MWh/año, lo que representa un ahorro en términos económicos de \$902.03 anuales.

Como producto de la implementación del proyecto conjunto de eficiencia energética e integración de un SST, se determinó que el ahorro energético que es posible alcanzar asciende a 8,107.71 gal de combustible al año, lo que representa un 8.86% de ahorro en términos económicos. Es importante reconocer que por la mayor disponibilidad de área de captación potencial en la empresa en estudio, y por la posibilidad de integrar el SST también a nivel de procesos o utilizar agua caliente para otros usos secundarios como la limpieza de ambientes y maquinaria, sería posible obtener un mayor ahorro si se explotara en mayor medida el recurso solar. Sin embargo, en este trabajo se presenta una metodología de integración que puede ser aplicada para otros puntos, usos y temperatura.

De forma similar al caso de estudio presentado, se estima que en la región centroamericana existe gran potencial para el aprovechamiento de la energía solar térmica en procesos industriales, específicamente en la industria de bebidas, pero también en otros procesos industriales con similares rangos de temperatura.

Índice General

INTRODUCCIÓN	11
ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	12
SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS Y SUS COMPONENTES	13
CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS POR TEMPERATURA Y SU USO.....	14
REVISIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE COLECTORES SOLARES DISPONIBLES EN EL MERCADO.....	15
<i>Colectores de placa plana sin cubierta</i>	17
<i>Colectores de placa plana con cubierta (FPC)</i>	17
<i>Colector de tubos al vacío (ETC)</i>	18
<i>Colector de concentración cilindro-parabólico compuesto (CPC)</i>	19
<i>Comparación de rendimiento</i>	20
POTENCIAL DE APLICACIÓN DE SISTEMA SOLAR TÉRMICO EN PROCESOS INDUSTRIALES	21
ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA PROCESOS INDUSTRIALES	21
ESTUDIO DE CASOS	24
<i>SolarBrew Goess, Austria</i>	24
<i>Cervecería, Valencia</i>	25
<i>Planta láctea en Trikala, Grecia</i>	26
<i>Planta Gatorade, Phoenix, Arizona</i>	26
<i>Industrias Lácteas San José, El Salvador</i>	27
INDUSTRIA DE BEBIDAS EN EL SALVADOR	27
EMPRESA EN ESTUDIO	28
<i>Generalidades de la empresa</i>	28
<i>Proceso general por tipo de bebida</i>	29
<i>Descripción de los procesos con demanda térmica</i>	30
<i>Diagrama lineal de sistema de vapor</i>	33
EVALUACIÓN DEL RECURSO PRIMARIO EN EL SALVADOR	34
DIAGNOSTICO ENERGÉTICO Y ANÁLISIS DE DEMANDA PREVIO	36
METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO	36
OPORTUNIDADES DE MEJORA IDENTIFICADAS	38
INCORPORACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA – MEMORIA DE CÁLCULO	
40	
FACTIBILIDAD TÉCNICA DE INCORPORACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	40
DATOS DEL EMPLAZAMIENTO	42
CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA A LO LARGO DEL AÑO EN EL PUNTO DE INTEGRACIÓN	43
ESQUEMA DE INTEGRACIÓN PROPUESTO	44

SISTEMA DE CAPTACIÓN Y APORTACIÓN SOLAR	47
<i>Selección de captadores solares</i>	47
<i>Configuración del campo colector</i>	51
<i>Inclinación y orientación de los colectores</i>	52
<i>Análisis de sombras</i>	53
<i>Sistema de soporte del campo colector</i>	57
<i>Disipador de calor</i>	59
CIRCUITO HIDRÁULICO DE CARGA.....	60
<i>Fluido calor portador</i>	60
<i>Caudal del circuito primario</i>	60
<i>Diámetro de la tubería del circuito primario</i>	61
<i>Aislamiento circuito primario</i>	63
<i>Perdidas de carga en el circuito hidráulico de carga</i>	65
<i>Bomba de impulsión del circuito hidráulico de carga</i>	67
SISTEMA DE ACUMULACIÓN.....	69
<i>Vasos de expansión</i>	71
SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL	75
<i>Función de control</i>	76
<i>Función para protección a máxima temperatura del acumulador</i>	77
<i>Función de protección de máxima temperatura del circuito primario</i>	77
<i>Función de protección de nivel presión del circuito primario</i>	77
SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA ENERGÍA	78
APORTACIÓN SOLAR – RESULTADOS DE SIMULACIÓN	78
VALORACIÓN SOBRE OPORTUNIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN OTRAS INDUSTRIAS DE BEBIDAS EN LA REGIÓN...81	
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR DE ALIMENTOS Y BEBIDAS EN CENTROAMÉRICA	81
ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR DE BEBIDAS EN CENTROAMÉRICA	82
CONCLUSIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	89

ANEXOS

ANEXO 1 – DIAGRAMAS DE PROCESO

ANEXO 2 – DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO

ANEXO 3 – ANÁLISIS DE PUNTOS DE INTEGRACIÓN

ANEXO 4 – PRESUPUESTO PRELIMINAR Y DEFINITIVO

ANEXO 5 – PLANOS Y DISTRIBUCIÓN ESPACIAL

ANEXO 6– HOJAS TÉCNICAS DE EQUIPOS SELECCIONADOS

ANEXO 7– PLAN DE MANTENIMIENTO

ANEXO 8– HERRAMIENTA DE PRE DIMENSIONAMIENTO

Índice de tablas

Tabla 1: Tipos de colectores solares térmicos y sus principales características.....	16
Tabla 2: Bebidas manufacturadas por la empresa en estudio.....	28
Tabla 3: Presentaciones disponibles por tipo de bebida, empresa en estudio	29
Tabla 4: Datos técnicos de generadores de vapor y condiciones de operación.....	33
Tabla 5: Metodología implementada para el desarrollo del DDE.....	38
Tabla 6: Criterios para priorización de oportunidades de mejora identificadas	38
Tabla 7: Ahorros estimados con la implementación de medidas de eficiencia identificadas ..	39
Tabla 8: Resultados de priorización de las medidas de ahorro y eficiencia identificadas.	39
Tabla 9: Indicadores para priorización de puntos de integración de SST a un proceso industrial	41
Tabla 10: Puntos de integración de sistema solar térmico identificados.....	41
Tabla 11: Matriz de priorización de puntos de integración identificados	42
Tabla 12: Variables climáticas en sitio de interés	43
Tabla 13: Resultados de priorización de las medidas de ahorro y eficiencia identificadas.	44
Tabla 14: Área de captación a considerar por tipo de colector	50
Tabla 15: Análisis de rentabilidad de opciones consideradas	51
Tabla 16: Características técnicas de colector solar propuesto	51
Tabla 17: Tabla de factor de sombreado lineal Zona 1a	55
Tabla 18: Tabla de factor de sombreado lineal Zona 1b	55
Tabla 19: Tabla de factor de sombreado lineal Zona 2a	56
Tabla 20: Tabla de factor de sombreado lineal Zona 2b	56
Tabla 21: Características técnicas del disipador dinámico propuesto	60
Tabla 22: Diámetros normalizados de tuberías de cobre para ACS	62
Tabla 23: Tabla de referencia para cálculo de espesor mínimo de aislamiento para exteriores	63
Tabla 24: Evaluación de eficiencia para diferentes espesores de aislamiento	64
Tabla 25: Factor K para diferentes accesorios – Método 3K	66
Tabla 26: Pérdidas en accesorios de tubería hidráulica de carga	66
Tabla 27: Características técnicas de la bomba del circuito de carga	69

Tabla 28: Características técnicas del depósito acumulador seleccionado	71
Tabla 29: Volumen de agua suave contenido en los equipos	72
Tabla 30: Características técnicas de los vasos de expansión	74
Tabla 31: Lista de equipos regulados por el sistema de control.....	76
Tabla 32: Listado de sensores del sistema de control.....	76
Tabla 33: Total de Empresas del sector Bebidas en El Salvador	81
Tabla 34: Listado representativo de Empresas con relevancia en la producción centroamericana.....	82
Tabla 35: Exportaciones de bebidas no alcohólicas en la región centroamericana.....	83

Índice de figuras

Figura 1: Evolución del uso de energía primaria a nivel mundial, hasta el 2015	12
Figura 2: Subsistemas que conforman un SST para calentamiento de agua.	13
Figura 3: Partes constructivas básicas de un colector de placa plana.	18
Figura 4: Principio de funcionamiento y partes de un colector solar tipo CPC.....	19
Figura 5: Curva de eficiencia de diferentes tipos de colectores solares estacionarios	20
Figura 6: Distribución de sistemas solares térmicos en operación hacia finales de 2015, por aplicación y región económica.	21
Figura 7: Rangos de temperatura de demanda en procesos típicos de industrias con potencial para incorporación de sistemas solares térmicos.....	23
Figura 8: Proyectos de energía solar térmica para aplicaciones industriales	24
Figura 9. a) Vista aérea de la planta solar de “Brewery Goess”. b) Diagrama de planta de sistema solar térmico indirecto.	25
Figura 10: Esquema de integración de energía solar térmica a la etapa de pre-pasteurización en un pasteurizador tipo túnel.....	26
Figura 11: Configuración hidráulica de SST instalado en Lácteos San Julián.	27
Figura 12: Diagrama de proceso Bebida no carbonatada.....	30
Figura 13: Diagrama de proceso Bebida carbonatada.....	30
Figura 14: Diagrama lineal de flujo de vapor.	33
Figura 15: Mapa de radiación solar promedio anual.....	34
Figura 16: Radiación global mensual para San Salvador.....	35
Figura 17. Irradiación solar promedio diaria para San Salvador.....	35
Figura 18: Aspectos para medir el desempeño energético según ISO 50001.	37
Figura 19: Perfil de demanda anual.....	43
Figura 20: Perfil de demanda semanal	44
Figura 21: Esquema de integración de SST para precalentamiento de agua de reposición de caldera.....	44
Figura 22: Concepto general de sistema solar térmico	45
Figura 23: Concepto simplificado del sistema solar térmico	46
Figura 24: Rendimiento por tipo de colector en función del salto térmico de ACS	47

Figura 25: Variación de fracción solar y rendimiento anual del sistema, en función del factor de utilización – Colectores de placa plana.....	48
Figura 26: Variación de fracción solar y rendimiento anual del sistema, en función del factor de utilización – Colectores de tubos de vacío.....	48
Figura 27: Metodología de dimensionamiento utilizando nomogramas – Colectores de Placa Plana.	49
Figura 28: Diagrama de conexión del campo colector.....	52
Figura 29: Optimización del ángulo de inclinación para una orientación de 5° Oeste.	52
Figura 30: a) Área de detalle, San Salvador, El Salvador. b) Toma satelital de la empresa en estudio.....	53
Figura 31: Simulación de la edificación de estudio en PVSYST.....	54
Figura 32: Zonificación de agua sur norte analizada por efecto de sombreado.....	54
Figura 33: Perdidas por sombreado en solsticio de invierno y verano para zona 1A.....	55
Figura 34: Perdidas por sombreado en solsticio de invierno y verano para zona 1b.....	55
Figura 35: Perdidas por sombreado en solsticio de invierno y verano para zona 2a.....	56
Figura 36: Perdidas por sombreado en solsticio de invierno y verano para zona 2b.....	56
Figura 37: Configuración del fabricante para montaje de colectores planos en vertical en cubierta inclinada.....	58
Figura 38: Sistema de montaje recomendado por fabricante para cubierta inclinada.....	58
Figura 39: Ejemplo de instalación L impermeabilización anclada a polín encajuelado para cubierta metálica.....	59
Figura 40: Caída de presión en la batería de colectores solares.....	65
Figura 41: Curva de rendimiento de bombas para selección de modelo.....	68
Figura 42: Curva de rendimiento de bombas para selección de modelo.....	68
Figura 43: Diagrama de conexión de bombas de circuito hidráulico de carga.....	69
Figura 44: Diagrama de conexión de depósito acumulador.....	71
Figura 45: Diagrama de conexión de vasos de expansión.	75
Figura 46: Características constructivas del SST simulado en T _{sol}	79
Figura 47: Resultados anuales de simulación en T _{Sol}	79
Figura 48: Grafico de energía anual aportada por el SST al proceso industrial y temperatura máxima diaria.	80

Lista de Abreviaturas y símbolos

ACS	Agua Caliente Sanitaria
ASI	Asociación Salvadoreña de Industriales
BCR	Banco Central de Reserva
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa
CNE	Consejo Nacional de Energía
CPC	Compound Parabolic Collector
CTE	Código Técnico de la Edificación Español
DDE	Diagnóstico de Desempeño Energético
EE	Eficiencia Energética
ETC	Evacuated tube Collector
ER	Energías Renovables
FPC	Flat Plate Solar Collector
FPC-DG	Double Glazed Flat Plate Collector
FPC-UG	Unglazed Flat Plate Collector
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
HFC	Heliostat Field Collector
IEA	International Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
LFR	Linear Fresnel Reflector
MARN	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
PDR	Parabolic Disc Reflector
PET	Polietileno Tereftalado
PTC	Parabolic Trough Collector
ROI	Return On Investment
SGEn	Sistema de Gestión Energética
SHIP	Solar Heat for Industrial Processes
SST	Sistema Solar Térmico
USE	Usos Significativos de Energía

Introducción

Este trabajo busca evaluar la factibilidad técnica y económica de la incorporación de energía solar térmica en la industria de bebidas en El Salvador, específicamente en una planta embotelladora de bebidas carbonatadas y no carbonatadas, que se toma como caso de estudio y para la que se elabora un diseño de detalle. Se busca que la presentación de este diseño sirva de referente para otras empresas del país interesadas en incorporar un sistema solar térmico para apoyar el suministro de la demanda térmica de sus procesos.

Inicialmente, se presenta una revisión bibliográfica de los diferentes tipos de colectores solares térmicos disponibles comercialmente y el rango de temperatura para el que son utilizados. Luego, se contextualiza la oportunidad de implementación de este tipo de sistemas a nivel mundial y se brinda una descripción de casos internacionales y un caso nacional, en los que se han incorporado exitosamente a plantas de la industria de bebidas y alimentos.

Ya a nivel nacional, se procede a evaluar las dos variables importantes para concluir sobre la factibilidad e impacto del aprovechamiento de esta tecnología; la disponibilidad del recurso primario y la importancia de la industria de bebidas en el país. Se ha seleccionado al sector bebidas puesto que tiene una gran importancia en la economía salvadoreña ya que representa el 9% de lo que produce la Industria Manufacturera del país (ASI, 2016) e involucra procesos cuyos rangos de temperatura y presión permiten la incorporación de energía solar térmica, no solo a nivel de suministro sino también a nivel de proceso directamente, en donde es posible obtener mayor eficiencia.

Una vez se ha definido este contexto, se procede al desarrollo del caso de estudio que se inicia con una descripción de los procesos específicos de la planta embotelladora, se detalla la actual forma de suplir su demanda térmica y se presenta la curva de demanda diaria, semanal y anual. Luego, para que el proyecto sea integral, se hace necesario realizar un proceso previo de identificación y aplicación de medidas de eficiencia energética, para luego proceder al diseño del SST y obtener de él un mayor nivel de rendimiento. Este estudio de eficiencia energética se realizó y a partir de la curva de demanda “eficiente” se procedió al diseño del sistema solar térmico.

Como resultado del caso de estudio se presenta la memoria de cálculo que incluye detalle sobre el proceso de selección del tipo de colector y área de captación, además del detalle de las características técnicas de los equipos seleccionados para los demás subsistemas del sistema solar térmico. Además, se presentan los resultados de la simulación del sistema ya con las características técnicas de diseño en el software TSol que junto con el presupuesto estimado, sirve como insumo para la evaluación económica del proyecto.

A partir del caso de estudio propuesto, se elabora una herramienta para estimación del potencial de proyectos de energía solar térmica en la industria de bebidas en Centroamérica, debido a la similitud de procesos de manufactura, tecnología, cultura y condiciones climáticas y geográficas.

Finalmente, haciendo uso de datos oficiales se presenta una estimación de la oportunidad de incorporación de energía solar térmica en el sector de bebidas a nivel centroamericano. Esta estimación busca resaltar la importancia de extender el uso de sistemas solares térmicos a la industria.

Energía Solar Térmica

La energía que el sol irradia en una hora y veinticinco minutos es equivalente al consumo energético mundial de un año completo (International Energy Agency, 2011), es por esto que el recurso solar se considera renovable y sostenible. A pesar de esta gran disponibilidad, los usos directos de la energía solar son mucho menores que el de otras fuentes renovables como la biomasa o hidroeléctrica. La figura 1 presenta la evolución del uso de las diferentes fuentes energéticas primarias desde la década de los 90 hasta el 2015. El apartado de renovables incluye energía geotérmica, solar, eólica y biomasa. En 2015, estas energías renovables cubrieron el 2.8% de la demanda de energía primaria total, de este porcentaje, solo una pequeña porción corresponde al aprovechamiento directo de la energía solar.

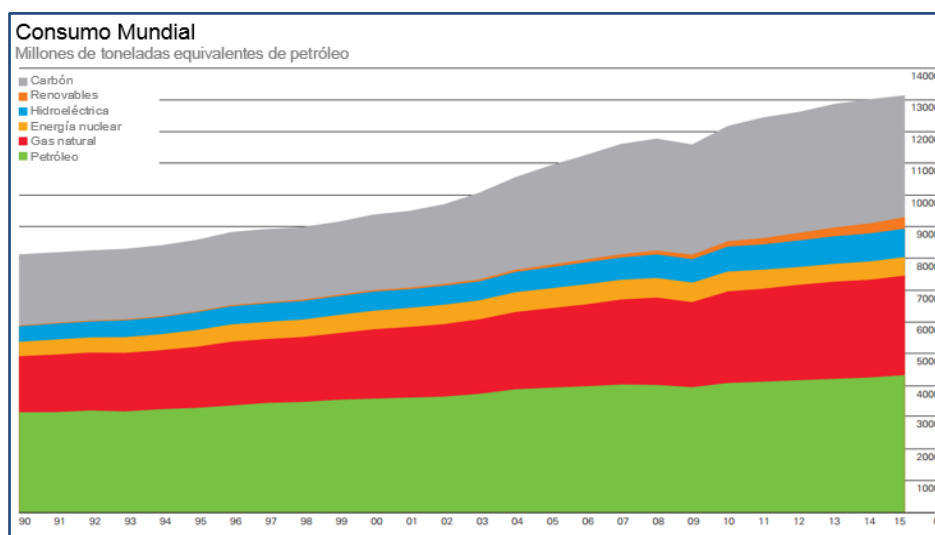


Figura 1: Evolución del uso de energía primaria a nivel mundial, hasta el 2015. Fuente: (Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University, 2016)

Existen diferentes mecanismos para aprovechar la energía solar, siendo el principal de ellos el uso de la luz solar para iluminación, lo que permite reducir el consumo energético en edificios

para este fin. Otra forma de aprovechamiento de la energía solar es la transformación de la radiación solar a energía térmica, que se almacena en un fluido o gas y luego puede ser utilizada para diferentes propósitos, entre ellos el uso directo en sanitarización o climatización o la conversión de esta energía térmica a otra forma de energía como la mecánica o eléctrica. Finalmente, es posible aprovechar la radiación solar visible para inducir una diferencia de potencial en celdas fotovoltaicas y obtener directamente energía eléctrica.

Dentro de los mecanismos anteriormente descritos, se engloban aplicaciones específicas como las que se listan a continuación, a manera de ejemplo:

- Generación de electricidad
- Producción de agua caliente sanitaria
- Calefacción o frío solar
- Riego de plantaciones mediante bombas solares
- Alumbrado de exteriores, mediante el efecto fotovoltaico
- Automóviles solares

En este trabajo, se estudiará específicamente el aprovechamiento de la energía solar mediante uso de sistemas solares térmicos para calentamiento de agua.

Sistemas solares térmicos y sus componentes

Básicamente, un sistema solar térmico es un conjunto de equipos que permite transformar la energía radiante emitida por el sol en calor que se transfiere a un fluido calorportador para luego aprovecharlo en diversas aplicaciones domésticas, comerciales o incluso industriales.

Con el propósito de brindar una introducción a los sistemas solares térmicos para calentamiento de agua, en esta sección se listan y describen los principales subsistemas que los conforman. En la figura 2 se muestra una representación gráfica, a manera de referencia.

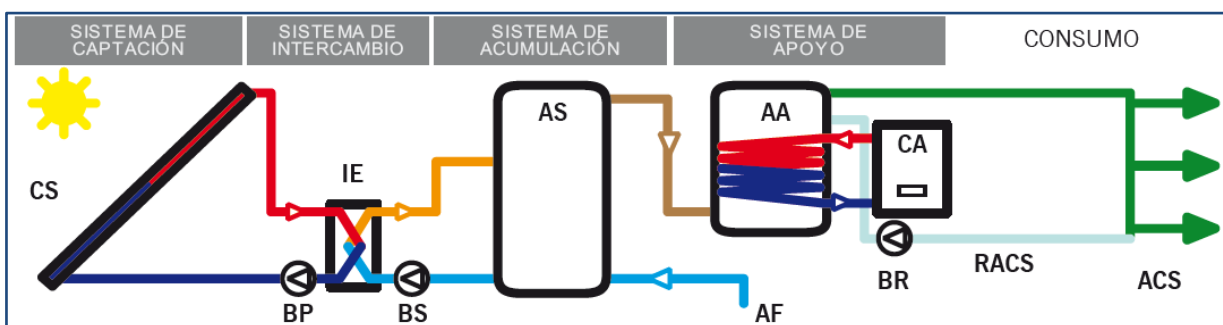


Figura 2: Subsistemas que conforman un sistema solar térmico para calentamiento de agua. Fuente: MINENERGIA / GEF / PNUD / CDT, "Sistemas solares térmicos II"

Los principales subsistemas que conforman un sistema solar térmico son:

- Un campo colector o sistema de captación, que se encarga de recibir la radiación solar incidente y transformarla en energía térmica, elevando la temperatura de un fluido calor portador o fluido de trabajo, que puede ser aire, agua, aceite o mezclas anticongelantes, dependiendo de las condiciones climáticas del emplazamiento del sistema. Cuando el líquido que fluye a través del sistema de captación es el mismo que será utilizado para consumo final, el sistema es directo, pero por lo general se hace uso sistemas indirectos, en los que no existe conexión hidráulica entre el fluido de trabajo y el líquido que se demanda.
- El sistema de intercambio de calor, es utilizado en los sistemas solares indirectos y se refiere a los intercambiadores necesarios para realizar la transferencia de la energía térmica recogida en el circuito solar, al agua de consumo. En este tipo de sistemas, el circuito primario o circuito solar es el que fluye desde los colectores hasta el sistema de intercambio de calor, mientras que el circuito secundario es el que recoge en el sistema de intercambio la energía térmica captada por el circuito primario y la transfiere hasta el depósito de almacenamiento.
- Un sistema de control es otro de los componentes de un sistema solar térmico, que es necesario para monitorear las temperaturas de operación, la energía solar disponible y la necesidad de parar o arrancar las bombas de circulación y válvulas de tres vías. Por ejemplo, cuando la radiación solar es baja, si el fluido caliente se circula a través del sistema de captación, este actúa como un disipador del calor que se había almacenado previamente. Ante esto, el sistema de control pudiera reducir la velocidad o incluso parar el flujo en el circuito primario o circuito solar, para evitar la pérdida de la energía que ya se encuentra almacenada en los depósitos acumuladores.
- Un sistema de almacenamiento, que es necesario tanto en sistemas de calentamiento directo como indirecto. Es un depósito debidamente aislado, en el que se almacena el agua caliente hasta que esta sea demandada. El acumulador debe estar diseñado para soportar las altas temperaturas a las que estará sometido y, dependiendo de la configuración y diseño del sistema solar térmico.

Clasificación de sistemas solares térmicos por temperatura y su uso

Los distintos sistemas solares térmicos se clasifican en función de la temperatura a la que se eleva el fluido de trabajo. En los siguientes párrafos se brinda una breve explicación de los diferentes tipos de sistema y sus usos.

Los sistemas de baja temperatura, son todos aquellos que calientan un fluido sin llegar a su punto de ebullición. Producen un calor útil a temperaturas menores a los 65°C. El campo de aplicación de este tipo de sistemas es muy variado e incluye, por ejemplo, la producción de agua caliente para uso doméstico, la calefacción de piscinas e incluso la calefacción de agua para procesos industriales que demandan bajas temperaturas. Entre las tecnologías de colectores solares que pueden emplearse para este tipo de sistemas están los de placa plana y los colectores sin cubierta, de metal o caucho.

Los sistemas de mediana temperatura, trabajan en rangos de entre 80°C y 250°C. Para lograr estas temperaturas, ya es necesario que los sistemas dispongan de algún mecanismo de concentración de la radiación solar, como los colectores cilindro parabólicos, que reflejan toda la radiación incidente hacia el foco de la parábola, en el que se ubica el absorbedor. Las temperaturas de hasta 120°C pueden alcanzarse incorporando un encapsulado en vacío del absorbedor, sin necesidad de incrementar la razón de concentración. Este tipo de sistemas se aplican generalmente en procesos industriales o para refrigeración solar.

Los sistemas de alta temperatura, tienen la capacidad de trabajar a temperaturas superiores a los 500°C y generalmente son utilizados para producir energía eléctrica. Por lo anterior, a este tipo de sistemas también se les denomina termoeléctricos. Las diferentes tecnologías disponibles para este tipo de sistemas, hacen uso de un mismo principio que es incrementar el grado de concentración de la energía solar incidente a través de un gran número de espejos, que dirigen los rayos del sol hacia un colector que contiene el fluido de trabajo. El fluido de trabajo llega a temperatura de ebullición y cambian de estado. El vapor obtenido es luego utilizado para impulsar una turbina para generar energía eléctrica.

En este trabajo, serán de interés los sistemas de baja temperatura y parte de los sistemas de media temperatura.

Revisión de los diferentes sistemas de colectores solares disponibles en el mercado

Tal como se ha mencionado, los colectores solares son el componente principal de un sistema solar térmico. Estos son una especie de intercambiadores de calor, que se encargan de la conversión de la irradiación proveniente del sol en energía interna del fluido de trabajo. Lo especial de estos intercambiadores es que la transferencia de calor se realiza desde una fuente radiante distante, mediante la recepción de un flujo de irradiancia incidente variable, que en el mejor de los casos ronda los 1100 W/m². La eficiencia de los colectores y la topología de interconexión de los mismos, son los factores que determinan la temperatura máxima que puede alcanzarse con el sistema solar. Por esta razón, la correcta selección de los colectores solares, es un punto crítico en su diseño. En esta sección, se listan y describen los diferentes

tipos de colectores solares disponibles comercialmente a la fecha, que permiten alcanzar temperaturas de entre 60 y 200°C.

Los colectores solares pueden clasificarse de acuerdo a cinco características (Cottret & Menichetti, Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) State of the art in the Mediterranean region, 2010): El sistema de movimiento, el tipo de colectores, el tipo de absorbedor, la razón de concentración y el rango de temperatura que se alcanza en el fluido de trabajo.

De acuerdo a su razón de concentración, los colectores solares se clasifican en planos y de concentración. Estos últimos involucran una superficie cóncava que refleja los rayos incidentes hacia un absorbedor, resultando en un mayor flujo de calor hacia el mismo y en la posibilidad de alcanzar mayores temperaturas en el fluido de trabajo. Este principio es utilizado por los colectores solares de alta temperatura, que por su gran eficiencia se utilizan para la producción masiva de energía, pero que requieren de un sistema de seguimiento solar en uno o dos ejes, pues aprovechan únicamente la radiación solar directa. Sin embargo, el principio también es utilizado para incrementar la eficiencia de colectores solares de tipo estacionario.

Por su parte, los absorbedores pueden ser planos, tubulares o centrales. Por lo general, los colectores del tipo estacionario solamente utilizan absorbedores planos o tubulares, mientras que los centrales son utilizados exclusivamente en colectores con sistema de seguimiento en dos ejes.

En la tabla 1 se presenta la clasificación de varios tipos de colectores, según los cinco criterios mencionados. El alcance de este proyecto, contempla solamente colectores del tipo estacionario, con los que es factible alcanzar temperaturas de hasta 200°C, por lo que solamente los primeros tres tipos listados en la tabla se tomarán en consideración.

Tabla 1: Tipos de colectores solares térmicos y sus principales características

Sistema de seguimiento	Tipo de colector	Tipo de Absorbedor	Concentración	Rango de temperatura (°C)
Estacionario	Colectores de placa plana sin cubierta	plano	No	30-50
	Colector de placa plana con cubierta (FPC)	plano	No	30-80
	Colector de tubos al vacío (ETC)	plano	No	50-130
Un eje	Colector de concentración cilindro-parabólico compuesto (CPC)	tubular	Si	80-200
	Reflectores lineales de Fresnel (LFR)	tubular	Si	60-400
	Colector cilindro-parabólico (PTC)	tubular	Si	100-450
Dos ejes	Reflector de disco parabólico (PDR)	central	Si	100-500
	Helioestado (HFC)	central	Si	150-2000

Adaptado de: (Cottret & Menichetti, Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) State of the art in the Mediterranean region, 2010)

Colectores de placa plana sin cubierta

Los colectores de placa plana sin cubierta, se caracterizan por ser un sistema económico y sencillo, que no cuenta con cubierta de vidrio para aislamiento, de manera que las pérdidas de calor por convección son mayores que en los colectores aislados. Están únicamente conformados por la placa absorbadora, el circuito de fluido térmico y el aislamiento térmico posterior. Generalmente, la placa absorbadora de este tipo de colectores es de material plástico tratado con un inhibidor de luz ultravioleta para prolongar la vida del sistema, haciendo que este sea resistente a la continua exposición a la radiación solar.

La temperatura máxima que puede ser alcanzada con este tipo de colectores ronda los 50°C, que es muy inferior al rango de temperaturas de los demás colectores estacionarios que se describirán en esta sección. Lo anterior hace que sea necesaria una mayor área para conseguir los efectos deseados. Sin embargo, este tipo de colectores están muy difundidos en el mercado, especialmente para aplicaciones de baja temperatura en las que se vuelven más rentables ya que las pérdidas por convección son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie del absorbador y el aire circundante. Algunos usos son el calentamiento de piscinas interiores y exteriores, calefacción de agua para lavar carros, calentamiento de agua utilizada en operaciones pesqueras, etc.

Colectores de placa plana con cubierta (FPC)

Estos son los colectores más utilizados para las aplicaciones residenciales, debido su bajo costo y mínimo mantenimiento. El rango de temperatura que se alcanza, también es ideal para este tipo de aplicaciones, ya que es de entre 30 y 80°C. Los colectores de placa plana son estacionarios y tiene absorbador plano en el que se aprovecha tanto la radiación directa como la difusa.

Típicamente, un colector de placa plana se conforma de: I) Una cubierta de vidrio templado, que tiene la función de reducir las pérdidas de convección y reflexión de la placa absorbadora. Está cubierta debe comportarse como transparente a la radiación de longitud de onda corta y opaca a la radiación de longitud de onda larga, a manera de favorecer la generación del efecto invernadero. II) Una placa absorbadora, que es básicamente una lámina metálica con un recubrimiento especial que la hace selectiva, reduciendo la emisión de calor y potenciando la absorción de la radiación incidente. III) Una red de tuberías de cobre que es colocada atrás de la placa absorbadora. A través de ella, se hace pasar el fluido calorportador, para que se dé la transferencia de calor hacia este. IV) Aislamiento, que ayuda a reducir las pérdidas de calor por conducción, hacia la carcasa y el ambiente. Las partes constructivas básicas de un colector de placa plana se muestran en la figura 3.

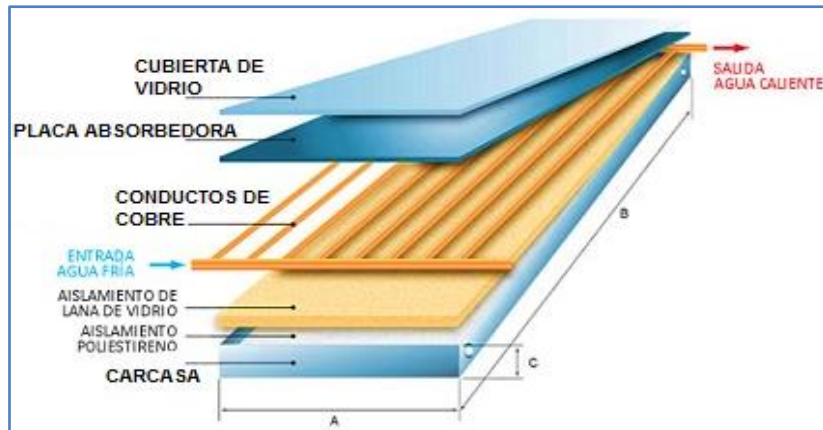


Figura 3: Partes constructivas básicas de un colector de placa plana. Fuente: Ingemecánica, “Instalaciones Termosolares para la Producción de Agua Caliente Sanitaria (A.C.S.)”

Continuamente, se están estudiando mejoras tecnológicas necesarias en los colectores de placas planas, para reducir sus altas pérdidas, de manera que puedan alcanzarse mayores temperaturas en esta tecnología altamente difundida. Algunas de las mejoras que se han estudiado incluyen nuevos materiales, nuevas geometrías y nuevos fluidos de trabajo. Sin embargo, a pesar que se han comprobado experimentalmente las ventajas de la implementación de estas mejoras tecnológicas, no siempre es fácil llevarlas al mercado, por las barreras de costos que enfrentan.

Colector de tubos al vacío (ETC)

Otro tipo de colectores solares estacionarios que también son muy comunes, son los de tubos al vacío. Las temperaturas que pueden alcanzarse con este tipo de colectores son de hasta 130°C. Los colectores solares de tubos de vacío se conforman por tubos de vidrio transparente, dispuestos de forma paralela. Adentro de cada tubo, hay un tubo absorbedor con cubierta selectiva, por donde circula el fluido de trabajo.

La principal mejora tecnológica que estos colectores presentan respecto a los de placas planas, es el vacío en el espacio entre el cristal del tubo exterior y la superficie absorbente interior que es de alrededor de 0.005 Pa. La ausencia de aire reduce grandemente las pérdidas por convección y conducción del absorbedor. La forma tubular de los colectores, se debe a la necesidad de una geometría más robusta para soportar la presión del vacío.

Una ventaja de estos colectores es que, por la propia configuración de los tubos de vacío, puede aprovecharse con buena eficiencia la radiación difusa, llegando a niveles aceptables de temperatura, aun en días nublados. Esto también permite que los colectores se adapten mejor a estructuras en las que no es posible una instalación con la orientación óptima.

Dependiendo de la forma de transferir el calor al fluido de trabajo, los colectores de tubos de vacío pueden clasificarse en colectores de flujo directo y colectores con tubo de calor. En los primeros, el absorbedor es un tubo coaxial por el interior del que se hace pasar directamente el fluido calorportador, que luego retorna por la cavidad exterior incrementando su temperatura. En los colectores con tubo de calor, el intercambio de calor se realiza mediante la utilización de un tubo hueco cerrado por los dos extremos y sometido a vacío. En su interior, el tubo tiene una pequeña cantidad de fluido que se evapora con el incremento de calor y se desplaza hasta alcanzar la parte del tubo que se encuentra a menor temperatura. El fluido del interior del tubo de calor se condensa, cediendo el calor latente asociado al cambio de estado y luego retorna a la parte baja del tubo, por gravedad. Este ciclo se repite continuamente, de manera que no hay contacto directo entre el fluido del circuito solar y el fluido de trabajo de los colectores.

Colector de concentración cilindro-parabólico compuesto (CPC)

Los colectores de concentración cilindro parabólicos son prácticamente una optimización de los de tubos de vacío, que se logra aumentando su razón de concentración para reducir las pérdidas térmicas, que están directamente relacionadas con el área del absorbedor.

La razón de concentración se aumenta mediante el uso de una superficie con canales reflectores en la parte posterior de los absorbedores tubulares, que proyecta la radiación incidente, directa o difusa, en dirección a los mismos, aun cuando el ángulo de incidencia no sea el adecuado. Este principio permite mejorar sustancialmente el rendimiento energético del colector y alcanzar temperaturas de hasta 200°C.

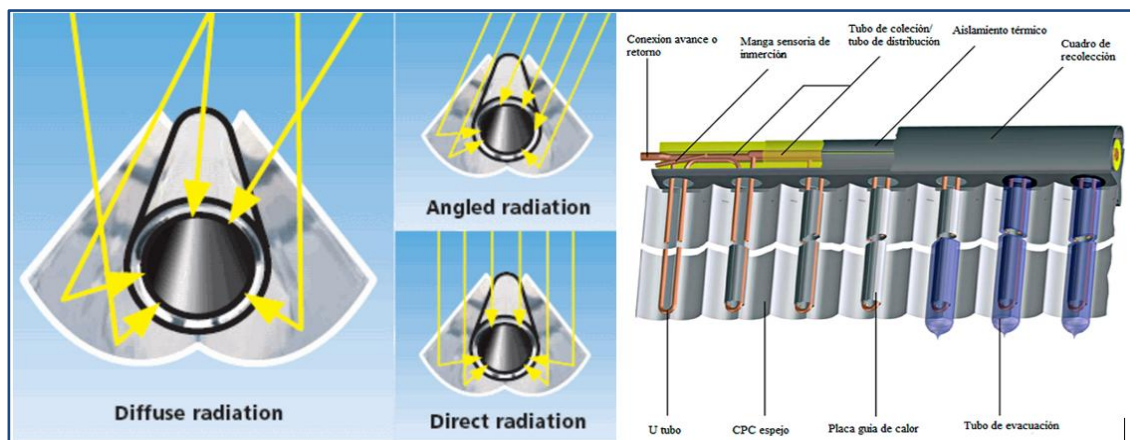


Figura 4: Principio de funcionamiento y partes de un colector solar tipo CPC. Fuente: “Evergreen Energy Solar – CPC 6 Lite”

La figura 4 muestra como el canal reflector proyecta toda la radiación incidente hacia un solo punto, en el que se ubica el tubo absorbedor. Este tipo de colectores están muy difundidos en Europa, Japón y otros países en los que en invierno los niveles de radiación son bajos.

Comparación de rendimiento

La eficiencia de los paneles solares térmicos, depende del diferencial de temperatura entre el fluido calor portador y el ambiente exterior. Mientras más pronunciado sea este gradiente, el calor se disipará a una mayor tasa incrementando las pérdidas térmicas, por lo que la eficiencia de los paneles se reduce. En caso que el fluido calor portador se encontrará en equilibrio térmico con el ambiente circundante, las pérdidas de calor serían prácticamente nulas y solamente se darían pérdidas ópticas, que se refieren al porcentaje de la radiación solar incidente sobre la superficie del colector que es absorbida por el absorbedor.

Por lo antes descrito, la temperatura de trabajo del sistema solar térmico resulta determinante para la selección del tipo de colector más apropiado para el diseño. Sin embargo, hay otros criterios que deben tomarse en cuenta como el rendimiento anual del sistema y el costo de los colectores, con los que puede evaluarse el cubrimiento de la demanda y la rentabilidad financiera del proyecto (Lauterbach, 2014). En esta sección se compara el rendimiento típico de los diferentes colectores solares descritos, para brindar una referencia del desempeño de los mismos, pero un análisis específico, incluyendo los parámetros de los modelos particulares, se presenta en la sección de factibilidad económica.

Las curvas de rendimiento que se presentan en la figura 5, muestran que para temperaturas bajas, la eficiencia de los colectores de placa plana con y sin cubierta y los de tubos de vacío, es significativamente mayor a la de los colectores cilindro parabólicos compuestos. Por el contrario, a temperaturas elevadas, la eficiencia de los colectores de placa plana se reduce de forma muy pronunciada.

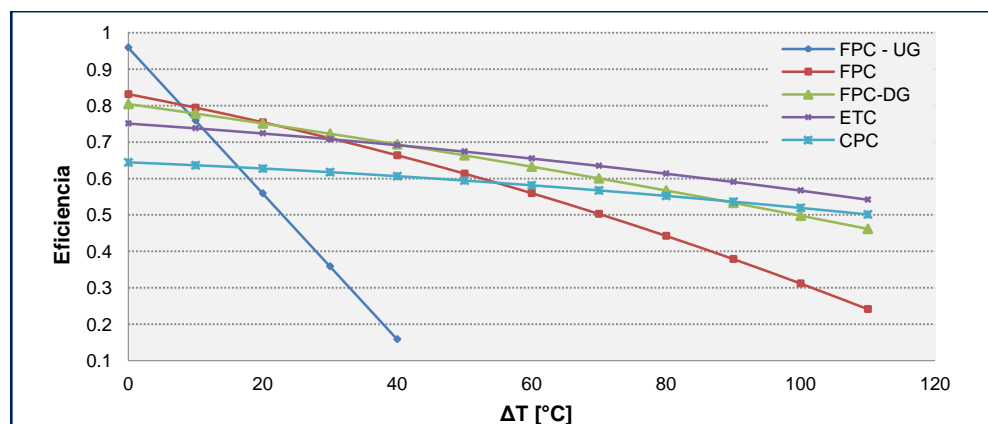


Figura 5: Curva de eficiencia de diferentes tipos de colectores solares estacionarios. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Lauterbach, 2014)

Potencial de aplicación de sistema solar térmico en procesos industriales

Energía solar térmica para procesos industriales

El aprovechamiento de energía solar térmica tiende a orientarse principalmente hacia aplicaciones domésticas, comerciales o al calentamiento de agua para uso directo; mientras que las aplicaciones industriales, que presentan mayores exigencias en cuanto a temperatura y presión, suelen ser dejadas de lado. Sin embargo, existe un importante potencial de aprovechamiento en procesos industriales que demandan calor a temperaturas bajas y medias. Si bien es cierto, en los últimos años se han venido instalando cada vez más plantas solares térmicas para aplicaciones industriales, el nivel de explotación en dicho sector es muy inferior a la capacidad total instalada. De acuerdo a estadísticas disponibles hasta el año 2007, se estimó que la porción de la energía solar térmica instalada a nivel mundial destinada a aplicaciones industriales, es del orden del 0.03% (Vannoni, Battisti, & Drigo, 2008).

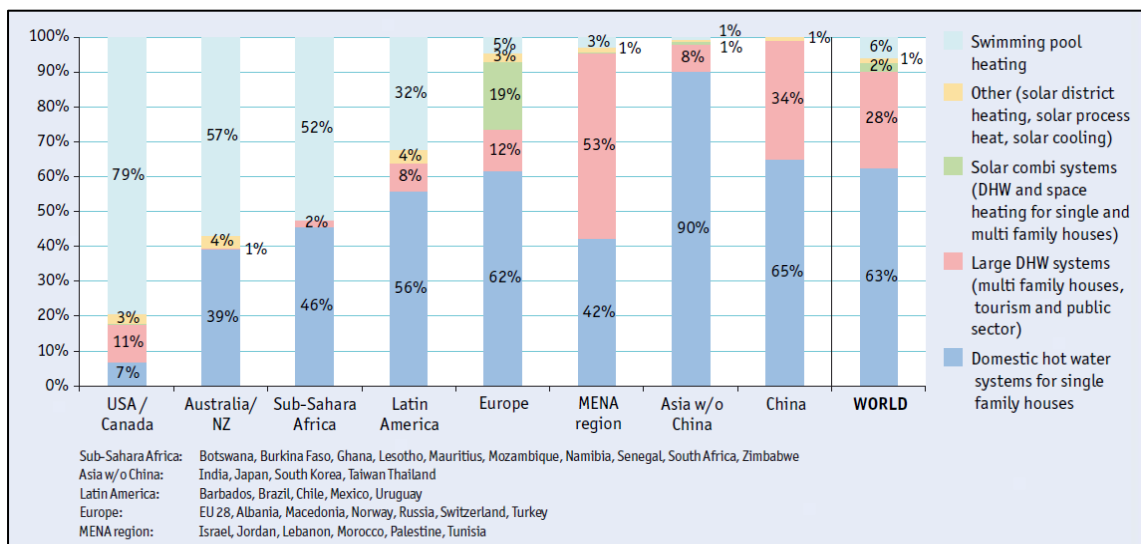


Figura 6: Distribución de sistemas solares térmicos en operación hacia finales de 2015, por aplicación y región económica. Fuente: Solar Heat World Wide, IEA/AEE

En la figura 6 se presentan por región los diferentes usos de los sistemas solares térmicos en operación hacia finales del 2015, según datos de la IEA y AEE. Las aplicaciones domésticas y el calentamiento de piscinas son las más difundidas, aunque con diferentes porcentajes de participación en cada región. Por el contrario, las aplicaciones industriales, que forman parte del grupo “otros”, tienen una participación mínima en las diversas regiones. Para los datos agregados que se presentan a la derecha de la gráfica, se evidencia que el grupo “otros” representa únicamente el 1% de la capacidad instalada global, que se estima en 621 millones de m² de colectores solares, correspondientes a una capacidad térmica pico instalada de 434.7

GW_{th}. Por su parte, SOLRICO, en su estudio publicado a inicios de 2017, cuantifica en más de 500 las plantas solares térmicas actualmente instaladas para procesos industriales alrededor del mundo, que corresponden a un área de captación de 416,414 m².

La relevancia del sector industrial en el consumo energético total, es uno de los factores que hacen necesario realizar acciones tendientes a desarrollar esta área de aplicación. De acuerdo a datos publicados por la EIA, el sector industrial consume alrededor del 54% de la energía neta mundial (Incluye el contenido energético en el punto de utilización, de combustibles fósiles, fuentes renovables y energía eléctrica) (Office of Energy Analysis, 2016).

En el caso particular de El Salvador, la participación del sector industrial en el consumo energético nacional también es muy significativa. De acuerdo a los datos presentados en el “Dossier Energético de El Salvador”, elaborado por el BID en 2013, cerca del 27% del total de consumo energético corresponde a la industria y el 50% de este proviene de combustibles derivados del petróleo.

Otro de los factores clave que constituyen al sector industrial como prometedor para la incorporación de sistemas solares térmicos, es que buena parte de los procesos demandan calor a temperaturas que es factible alcanzar con las tecnologías de colectores solares disponibles comercialmente. El estudio “ECHOHEATCOLL” reporta que alrededor del 30% de la demanda de calor en la industria, es requerida a temperaturas que están por debajo de los 100°C y 57% a temperaturas que no superan los 400°C.(IEE ALTENER Project, 2006). Particularmente en la industria de alimentos y bebidas, más del 66% de la energía térmica es demandada a temperaturas medias (Huerdes, 1986)

Las industrias en las que se señala potencial para incorporación de calentamiento solar, debido al rango de temperatura a que se manejan sus procesos y a que su demanda es prácticamente constante a lo largo del año, incluyen la de comidas y bebidas, la farmacéutica, textil, tratamiento de plásticos y metales, entre otras. En la figura 7 se presentan los rangos de temperatura requeridos para procesos representativos de algunas industrias con potencial. Específicamente, para el sector de bebidas, debe notarse que los procesos en los que se identifica mayor potencial son la pasteurización limpieza, esterilización y secado.

A pesar de los rangos de temperatura de los procesos industriales antes mencionados, suele generarse vapor para suplir estas demandas, ya que el mismo es una fuente de calor extremadamente eficiente, que mantiene una temperatura constante, posee coeficientes de transferencia de calor muy elevados y, si se genera a condiciones de saturación, permite controlar la temperatura de forma muy precisa a través de la presión de vapor en el punto de demanda. La temperatura a la que se genera el vapor, suele estar determinada por la demanda de mayor exigencia, por lo que hay procesos que requieren menor temperatura, que pueden ser candidatos para incorporación directa del calor obtenido a través del sistema solar térmico.

Sector Industrial	Proceso	20 °C	40 °C	60 °C	80 °C	100 °C	120 °C	140 °C	160 °C	180 °C	200 °C
Varios	Agua de reposición										
	Pre calentamiento										
	Lavado										
Químico	Reactores bioquímicos										
	Destilación										
	Compresión										
	Cocinas										
	Espesamiento										
Alimentos y Bebidas	Escaldado										
	Evaporación										
	Cocinas										
	Pasteurización										
	Ahumado										
	Limpieza										
	Estirilización										
	Revenido										
	Secado										
	Lavado										
Papel	Blanqueo										
	Destintado										
	Cocina										
	Secado										
Metal	Decapado										
	Cromado										
	Desengrasado										
	Galvanoplastia										
	Fosfatado										
	Purgado										
	Secado										
	Secado										
Plásticos y Goma	Secado										
	Pre calentamiento										

Figura 7: Rangos de temperatura de demanda en procesos típicos de industrias con potencial para incorporación de sistemas solares térmicos. Fuente: Aplicación en la industria de proyectos de energía solar térmica. Consultado en: <https://goo.gl/rVpgjL>

A continuación, se listan tres alternativas para la incorporación de sistemas solares térmicos en procesos industriales, tomadas de (Cottret & Menichetti, Technical Study Report on Solar Heat for Industrial Processes, 2010):

A nivel de proceso, mediante su uso directo en procesos que demandan temperaturas menores que la del suministro convencional de vapor. Esto hace necesario que se integren intercambiadores de calor adicionales en el área de producción, cercanos a los puntos de demanda.

A nivel de suministro, como pre calentamiento del agua de reposición para generación de vapor, que es una forma más eficiente porque el diferencial de temperatura es mayor, ya que el agua a pre calentar usualmente se encuentra a temperatura ambiente.

La energía solar térmica puede integrarse directamente al Sistema convencional de generación de calor, siempre y cuando ambos estén trabajando a la misma temperatura. En cuanto a eficiencia y a facilidad de instalación y control, esta es la metodología de implementación óptima. Sin embargo, requiere de la instalación de colectores con mayor relación de concentración.

Independientemente de la forma en que se decida integrar el sistema a la industria, siempre se hace necesario realizar un análisis previo de la fuente convencional que se utiliza para suplir la demanda térmica y determinar oportunidades de ahorro de energía y niveles de temperatura a lo largo del proceso.

Estudio de Casos

El gran potencial de la tecnología solar térmica para aplicaciones industriales, no solo se conoce de forma teórica, según se detalló en la sección anterior, sino queda demostrado por una serie de casos de aplicación exitosos a nivel internacional y en años recientes, también a nivel nacional. En la base de datos “SHIP Plants” (AEE INTEC, 2017) se encuentran disponibles algunos datos técnicos de más de 200 plantas solares térmicas instaladas para aplicaciones industriales alrededor del mundo. La figura 8 presenta una distribución geográfica de estos proyectos. En las siguientes secciones, a manera de ejemplo, se brindan datos de algunos proyectos exitosos de aplicaciones en la producción de alimentos y bebidas.



Figura 8: Proyectos de energía solar térmica para aplicaciones industriales, según base de datos SHIP Plants.

SolarBrew Goess, Austria

En esta cervecería, un campo solar con área de apertura de 1375 m², es utilizado para suplir la demanda térmica del proceso de maceración. Los colectores solares instalados, fueron diseñados para trabajar en rangos de temperatura de entre 80 y 100 C, con un tanque de almacenamiento de 200 m³. Para la incorporación de esta tecnología, el proceso ha tenido que

sufrir modificaciones, siendo una de ellas la instalación de intercambiadores de calor adicionales para aumentar la superficie de transferencia de calor y poder utilizar agua caliente en lugar de vapor.

El proyecto de instalación de esta planta solar térmica, también incluyó otras formas de optimización de los procesos. Por ejemplo, un condensador de vapor recupera el vapor residual en la etapa de arranque del proceso de ebullición de mosto y se integra el agua caliente producida a la red de distribución de la cervecería.

El ahorro de energía química proveniente de combustibles fósiles se estima en 400 MWh/a, mientras que el ahorro en emisiones de CO₂ es de 196 t/a. En la Figura 9 se muestra una vista aérea de la planta solar térmica y un diagrama del proceso.

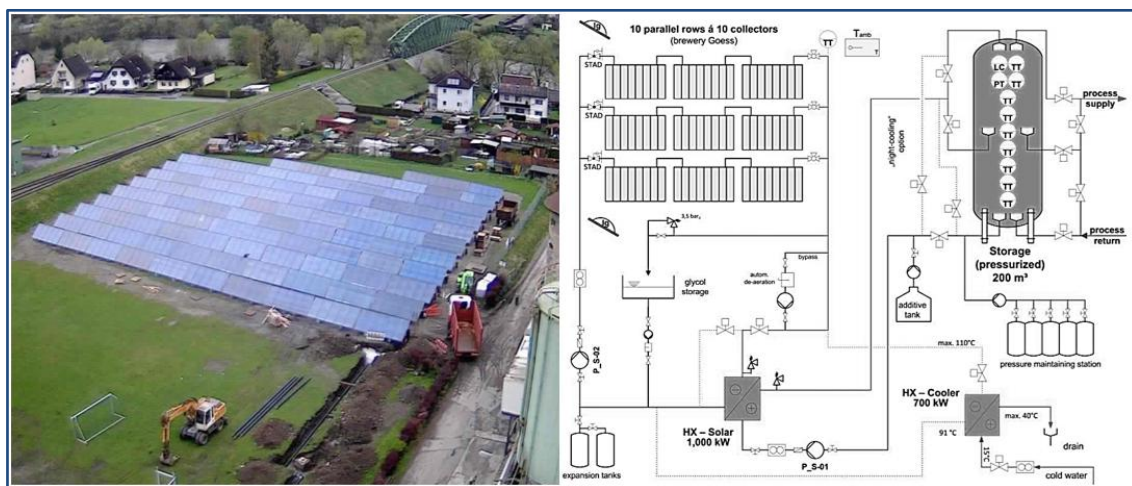


Figura 9. a) Vista aérea de la planta solar de “Brewery Goess”. b) Diagrama de planta de sistema solar térmico indirecto.

Cervecería, Valencia

En 2014, en Valencia se instaló un campo de colectores de placas planas sobre piso, con un área total de 1620 m², para calentar 350 m³ de agua a presión atmosférica, que son utilizados en la etapa de pasteurización de un pasteurizador tipo túnel. Para el proceso de pre-pasteurización se utiliza agua a 64 C con la que se bañan las latas ya selladas.

La integración de la energía solar al proceso, en una máquina con sistema de suministro basado en vapor, se logró mediante la conexión en serie de un intercambiador calor, con el que se aprovecha el calor proveniente del circuito solar para precalentar parte del fluido que deberá ser llevado a la temperatura requerida en el serpentín de vapor. En la figura 10, se esquematiza la forma de integración de la energía solar en el proceso.

Como resultado de la implementación de este proyecto, se obtuvo un ahorro de alrededor de 900 MWh/a de energía térmica, proveniente de otras fuentes no renovables.

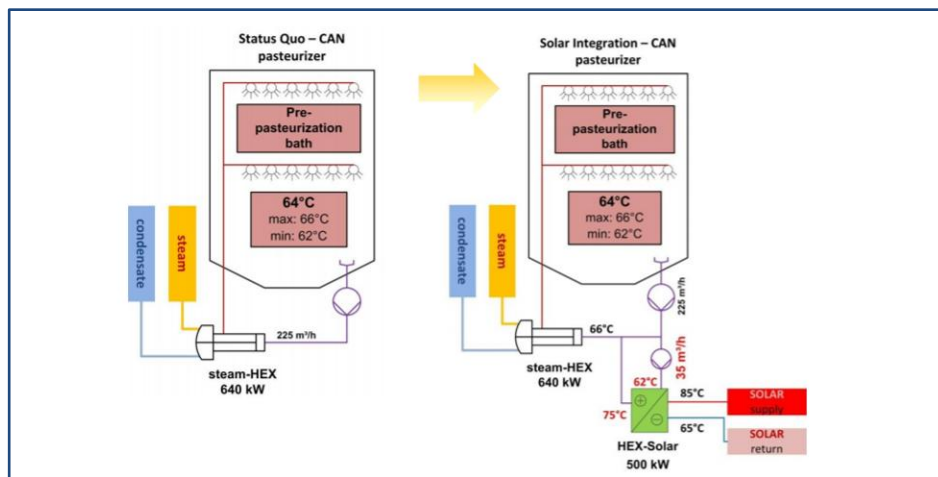


Figura 10. Esquema de integración de energía solar térmica a la etapa de pre-pasteurización en un pasteurizador tipo túnel.

Planta láctea en Trikala, Grecia

Un campo solar centralizado de más de 1040 m² de colectores planos, fue construido en 2001 para alimentar la red de agua caliente sanitaria de una planta láctea en Grecia. La capacidad total instalada fue de 728 KW_{th}, con almacenamiento de 50m³ y caldera auxiliar. El agua caliente producida se encuentra en un rango de temperatura de hasta 80C, es utilizada principalmente para la sanitización de cisternas y camiones. Durante los meses de verano, este sistema solar térmico cubre alrededor del 80% de la demanda de ACS.

El período de amortización de este proyecto fue inferior a tres años, pero esto se vio influenciado porque una significativa porción de la inversión fue cubierta por subvenciones concedidas.

Planta Gatorade, Phoenix, Arizona

En la planta Gatorade de Pepsi Cola en Phoenix, agua precalentada a 35°C mediante el aprovechamiento del calor solar, es utilizada para la producción de bebidas. El sistema solar se encuentra en operación desde finales de 2008. Posteriormente, se han instalado dos fases adicionales en 2010 y 2013.

El sistema solar instalado en 2008, consta de un área de captación de 892.5 m² conformada de 85 colectores de placa plana de 10.5 m². El sistema de almacenamiento tiene una capacidad de

37.9m³. El rendimiento del sistema se estima en 1200 kWh/año, y es tan alto debido a dos factores: la modesta temperatura que es requerida, y la alta disponibilidad de recurso solar por las condiciones desérticas del emplazamiento; la radiación solar promedio es de 5.8 kWh/m².

Luego de la expansión realizada en 2013, el área total de captación del proyecto ascendió a 3,793 m².

Industrias Lácteas San José, El Salvador

Un ejemplo nacional de aplicación de la energía solar térmica a procesos industriales es el de Industrias Lácteas San José, que fue uno de los ganadores de la categoría de “Mejor propuesta de proyecto de eficiencia energética” en el marco del “Premio Nacional a la Eficiencia Energética”, coordinado por el CNE. El sistema consta de 36 colectores solares planos marca Viessmann y es utilizado para calentar de forma indirecta 4m³ de agua desde 24 a 90°C. El sistema es utilizado para suplir la demanda diaria de ACS en el proceso para producción de crema, que es de 2 m³ al día. Con este proyecto, se estima un ahorro de \$5,000 al año y cerca de 30% de reducción en el consumo de combustible para la caldera (1680 gal/año). La figura 11 presenta la configuración hidráulica del sistema.

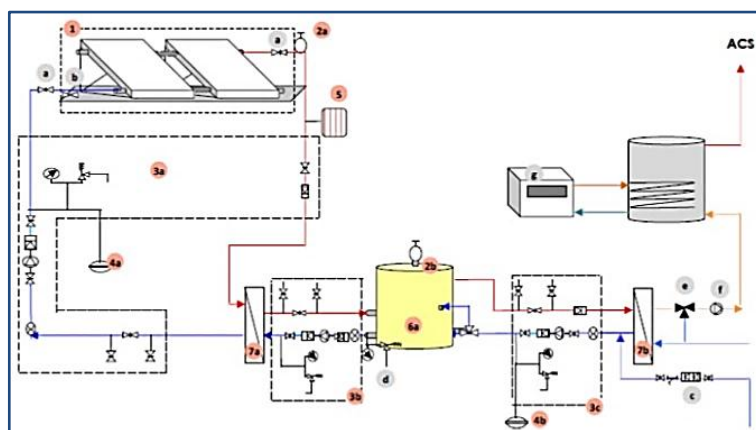


Figura 11: Configuración hidráulica de sistema solar térmico instalado en Lácteos San Julián.

Industria de Bebidas en El Salvador

Los inicios de la industria de bebidas en El Salvador no pueden precisarse, pues desde finales del siglo XIX se producía y comercializaba Chicha y Chaparro. Sin embargo, la primera planta de cerveza se instaló en Santa Ana, en el año 1906 y diez años después, esta misma planta inicia la producción de bebidas carbonatadas. A partir de los 50's, empiezan a constituirse en

el país otras empresas dedicadas a la producción de bebidas carbonatadas, leche, refrescos embotellados, agua embotellada y néctares (Cruz & Miranda, 2003).

En la actualidad, el sector industrial representa alrededor del 23% del Producto Interno Bruto de El Salvador. Por su parte, el sector bebidas representa el 9% de lo que produce la Industria Manufacturera en el país. (Asociación Salvadoreña de Industriales, 2016)

En el año 2014, según datos del Banco Central de Reserva, el sector bebidas generó \$201.7 millones de dólares, un crecimiento de 4.3% con respecto al año anterior. La actividad manufacturera del sector bebidas en El Salvador, está comprendida principalmente por la producción de bebidas carbonatadas, agua embotellada y las bebidas alcohólicas. Las sodas y bebidas carbonatadas, se posicionan como el principal producto de exportación del sector, hacia 36 países entre los que destacan Guatemala, Panamá y Honduras. (Asociación Salvadoreña de Industriales, 2016)

De acuerdo al Ranking de Exportadores Industriales publicado por la ASI, las cinco empresas que mayores volúmenes de exportación de bebidas reportan son las siguientes:

- LivSmart
- Industrias La Constancia
- Jumex Centroamericana (Se retiró en 2016)
- Embotelladora La Cascada
- Urrutias Estate Coffee

Empresa en estudio

Generalidades de la empresa

La empresa que ha sido seleccionada como caso de estudio, es una de las más fuertes del sector bebidas en El Salvador. Se dedica a la producción, comercialización y distribución de bebidas carbonatadas y no carbonatadas. En la tabla 2, se presenta un detalle de los tipos de bebida que produce.

Tabla 2: Bebidas manufacturadas por la empresa en estudio

Tipos de bebida	Sub-tipo	Sabores
Carbonatada	Gaseosa	6
	Estimulante	1
No carbonatada	Agua	N/A
	Jugo	5
	Hidratante	1

Los productos son manufacturados en presentaciones de botella de polietileno tereftalato (PET) y en lata de aluminio. Las botellas PET son producidas en tamaños desde 6.5 oz hasta 3 l y la lata es producida en un único tamaño de 12 oz. El detalle de las presentaciones disponibles por tipo de bebida, puede consultarse en la tabla 3.

Tabla 3: Presentaciones disponibles por tipo de bebida, empresa en estudio

Tipo de Bebida	PRESENTACIÓN									
	Botella PET									Lata
	3 l	2.5 l	2 l	1.25 l	1 l	500 ml	12 oz	8 oz	6.5 oz	12 oz
Bebidas Carbonatadas										
Refrescos										
Bebidas energizantes										

La planta de producción está organizada en cinco líneas:

1. Línea de bebida pasteurizada
2. Línea de bebida carbonatada (botella de 6.5 oz)
3. Línea de bebida carbonatada (botella desde 12 oz)
4. Bebida carbonatada y no carbonatada enlatada
5. Línea de agua embotellada

Proceso general por tipo de bebida

A continuación, se presentan los diagramas de proceso que se siguen en la empresa en estudio, para las bebidas carbonatadas y no carbonatadas. Estos diagramas son generales y contemplan desde la extracción y tratamiento del agua, hasta el empaquetado de las bebidas ya terminadas. Diagramas de proceso más detallados pueden ser consultados en el anexo 1.

En la figura 12 puede observarse que, para la elaboración de bebidas no carbonatadas, primero se produce el jarabe simple, luego se agregan aditivos y saborizantes y se pasteuriza la bebida para su posterior embotellado o enlatado. Las latas deben pasar por un proceso adicional para elevar su temperatura y evitar que exista condensación al momento de empaquetar el producto. Finalmente, las latas y botellas son empaquetadas.

El proceso general de las bebidas carbonatadas puede consultarse en el diagrama de procesos de la figura 13. La base para este tipo de bebidas es también el jarabe simple, pero luego de adicionar saborizantes y aditivos, se procede a carbonatar la bebida. Finalmente, se procede a embotellar y empaquetar la bebida. Las latas, siempre deben pasar por el Warmer para que su temperatura sea elevada y estar aptas para ser empaquetadas.

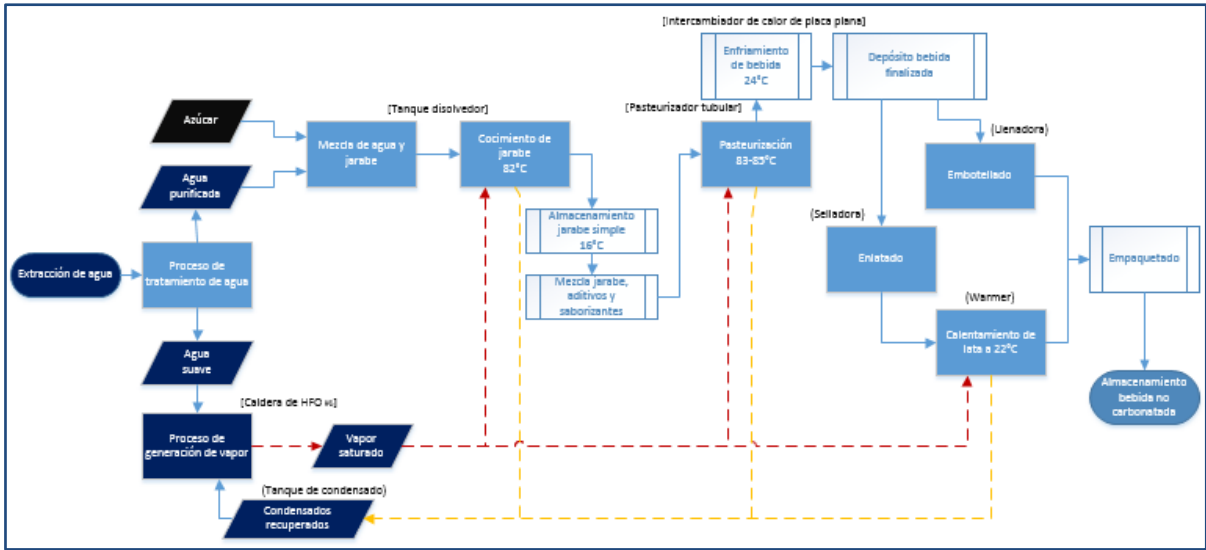


Figura 12: Diagrama de proceso Bebida no carbonatada

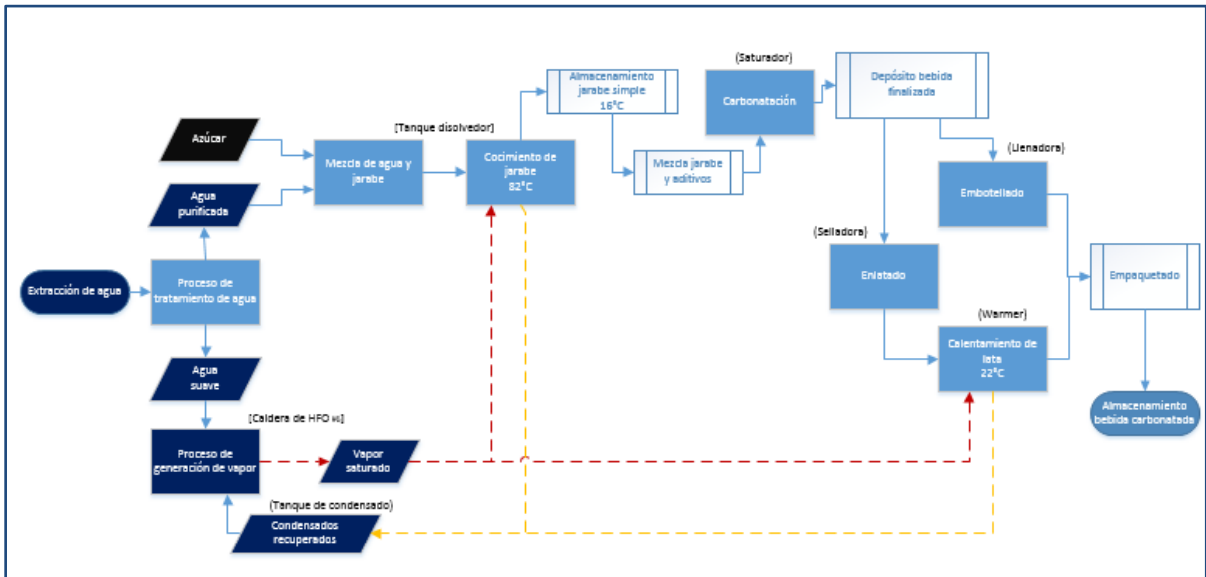


Figura 13: Diagrama de proceso Bebida carbonatada

Descripción de los procesos con demanda térmica

En esta sección se describen los procesos específicos de la empresa en estudio, en los que se demanda Agua Caliente Sanitaria. Estos procesos son los que pudieran tener potencial para la incorporación de un sistema de calentamiento solar (Solar Heat for Industrial Processes, SHIP). Adicionalmente, se detallan las características de los generadores de vapor que se están utilizando en la actualidad para suplir la demanda térmica de la planta y se presenta un diagrama lineal del sistema de vapor.

1. Elaboración de Jarabe Simple

El azúcar que se utiliza para la producción de bebidas refrescantes puede ser suministrado ya sea en forma líquida o granulada. En este segundo caso, es necesaria su disolución, como etapa previa a la preparación de los jarabes de pre-mezcla. Para esto pueden utilizarse sistemas disolvedores continuos en frío o caliente, o tanques disolvedores que trabajan por lotes de un volumen determinado. La selección de un sistema u otro, depende de los requerimientos de rendimiento deseados.

La empresa en estudio, trabaja la disolución de azúcar por lotes, mediante el uso de dos tanques disolvedores cilíndricos verticales de 14,000l de capacidad, que cuentan con camisa de vapor y agitador vertical central. En el proceso, se requiere llevar el fluido a 82 C y mantener dicha temperatura por alrededor de media hora. La presión de trabajo es de entre 40 y 60 PSI. Por lo general, este proceso se realiza dos veces al día, durante las mañanas.

Luego de la disolución, el rango de temperatura a que se mantiene el jarabe simple se vuelve muy importante, ya que se pueden presentar problemas de viscosidad o carbonatación, si es demasiado baja o alta, respectivamente. Luego de procesado, el jarabe simple se lleva a 16° C y es almacenado para posteriormente agregar los demás ingredientes.

2. Pasteurización

La pasteurización, es un tratamiento térmico que se da a productos alimenticios en estado líquido, con el propósito de eliminar las bacterias que contienen. Los productos son llevados a una temperatura a penas inferior a la de su punto de ebullición y luego son enfriados rápidamente.

En la industria de bebidas, dos tipos de pasteurizadores pueden ser utilizados: pasteurizador de túnel y pasteurizador tubular. Este último es el utilizado en la empresa en estudio, por lo que a continuación se describe su funcionamiento con más detalle.

El pasteurizador tubular es básicamente un intercambiador de calor de placas planas, que ha sido diseñado higiénicamente. En este intercambiador de calor, el producto a pasteurizar es calentado hasta la temperatura requerida en el proceso y luego es mantenido a esta temperatura por cierto tiempo, haciendo pasar el fluido a través de una sección de tubería denominada "Holding Tube". Finalmente, el fluido pasteurizado se enfría hasta la temperatura requerida para su envasado. Durante los procesos de enfriamiento y calentamiento, se emplean procesos de recuperación de calor, para minimizar el costo energético.

Por lo general, el proceso de pasteurización se aplica solamente a bebidas no carbonatadas, ya que estas generan mayores presiones en su procesamiento. En el caso de la empresa en

estudio, todas las bebidas no carbonatadas deben pasar por el proceso de pasteurización, la cual se lleva a cabo a una temperatura de entre 83 y 85 °C.

3. Enlatado

Las bebidas enlatadas son envasadas en frío, finalizando la etapa de llenado a una temperatura de alrededor de 4°C, por lo que se hace necesario que las latas sean llevadas a temperatura ambiente y secadas antes de su embalado, para evitar la corrosión. En la empresa en estudio, esto se lleva a cabo mediante un túnel de calefacción de tres etapas, con duchas superiores de agua caliente. El equipo consta de serpentines de vapor para llevar a diferentes temperaturas, tres reservorios de agua con volumen de 0.42 m². Las latas se hacen pasar a través del túnel, mediante una banda continua en un período de 1.1 minutos. La temperatura de las latas, a la salida de cada etapa es de 10,16 y 22°C.

El túnel de calefacción tiene capacidad para procesar 25,000l/h de bebida en latas de 355 ml. Para esto, el equipo debe contar con una alimentación de vapor saturado de 70 kg/h a presiones de entre 3.50 y 4.0 Bar.

4. Proceso de reactivación de filtros de carbón

Los filtros de carbón activado que son utilizados para el proceso de purificación de agua, se saturan luego de cierto volumen procesado, por lo que es necesario reactivarlos para que los adsorbatos retenidos se desprendan y dejen libre la superficie. Este fin puede conseguirse mediante una diversidad de técnicas que por lo general involucran procesos térmicos. En el caso de la empresa en estudio, se utiliza la reactivación con vapor de agua.

La reactivación con vapor de agua consiste en hacer circular vapor de agua a través del lecho de carbón, para evaporar y eliminar los compuestos ocluidos. Este proceso es efectivo con compuestos de bajo peso molecular. La máxima temperatura que suele manejarse en este proceso es de 160°C. El tiempo de retención del vapor de agua es de una hora y el proceso se lleva a cabo hasta dos veces por semana.

5. Sistema de generación de vapor

La demanda de vapor de los equipos descritos anteriormente, se suple mediante una caldera pirotubular, con capacidad de 200 BHP a una presión máxima de trabajo de 150 PSI. Se cuenta con una segunda caldera, de capacidad levemente menor, que además de servir de respaldo, es utilizada en caso se tenga baja demanda. En la tabla 4 se presentan los datos técnicos de las calderas y las condiciones de operación de las mismas.

Tabla 4: Datos técnicos de generadores de vapor y condiciones de operación

Caldera de vapor I		Caldera de vapor II	
Marca	YORK SHIPLEY	Marca	YORK SHIPLEY
Modelo	SPHV-200-6	Modelo	SPHC-150-6
Tipo	Caldera pirotubular	Tipo	Caldera pirotubular
Potencia térmica	200 BHP/6695 BTU/h	Potencia térmica	150 BHP / 5021 BTU/h
Presión	150 PSI	Presión	150 PSI
Producción máx. de Vapor	8625 lb/hr	Combustible	Fuel Oil No 6
Combustible	Fuel Oil No 6	Pre calentamiento de combustible	110°C @ 200 KPa
Pre calentamiento de combustible	110°C @ 200 Kpa	Ignición	Gas propano
Ignición	Gas propano	Construcción	Dry Back de 3 pasos
Construcción	Dry Back de 3 pasos		
Condiciones de operación			
Presión de trabajo	90-100 PSI	Temperatura Gases de combustión	200-250°C
Factor de carga	90%	Purga Superficial	Permanente
Consumo de combustible	92,300 gal/año	Purga de fondo	1 vez al día por 30s

Fuente: Manuales de fabricante y datos provistos por la planta

Diagrama lineal de sistema de vapor

En la figura 14, se presenta un diagrama simplificado del sistema de vapor de la empresa embotelladora en estudio. El diagrama corresponde a lo descrito en las secciones anteriores.

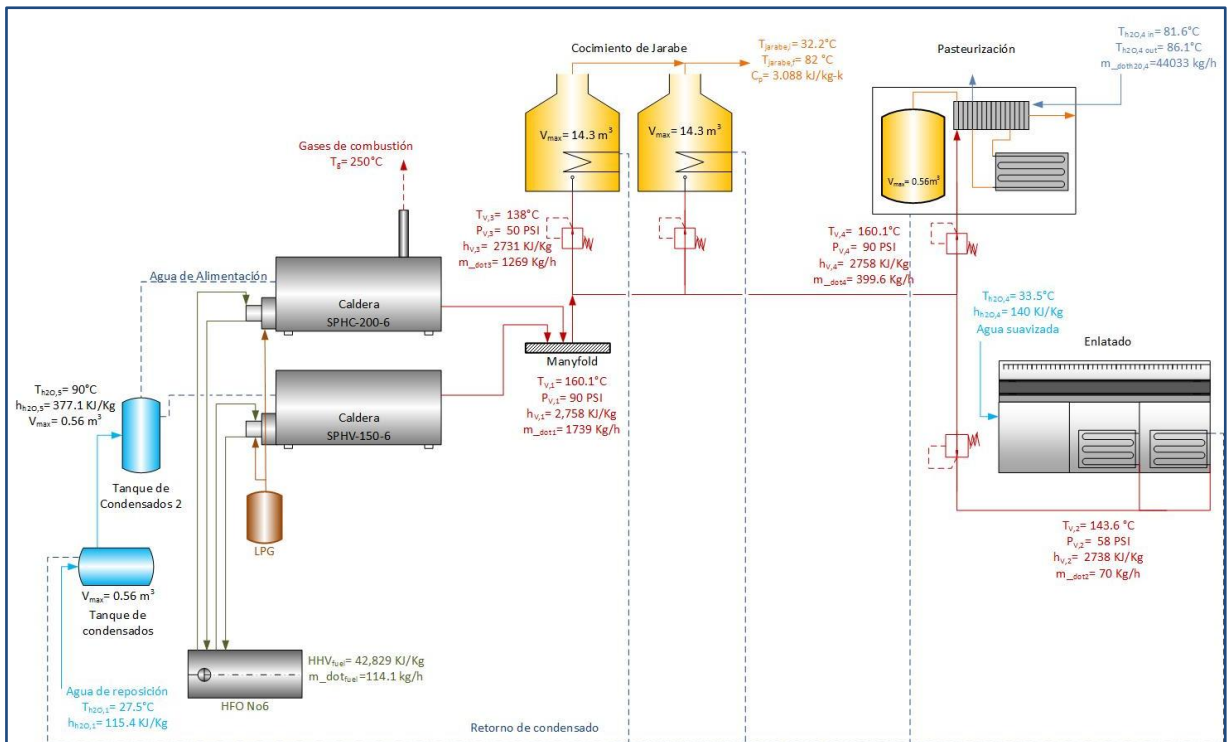


Figura 14: Diagrama lineal de flujo de vapor. Fuente: Elaboración propia.

Evaluación del recurso primario en El Salvador

Las condiciones geográficas y climáticas de El Salvador, hacen que la radiación solar represente una importante fuente de energía primaria, con gran potencial para su aprovechamiento, tanto para la conversión a energía eléctrica a través de la tecnología fotovoltaica, como para el uso directo del calor en aplicaciones residenciales e incluso industriales. La radiación solar promedio anual oscila entre los 4.2 y 5.4 kWh/m²-día, con un promedio de cerca de 6 horas sol al día (SWERA, 2005). El sitio en estudio para el presente trabajo se encuentra en el área metropolitana de San Salvador, con una elevación de 654 m.s.n.m. y ubicado cercano al meridiano estándar del país que es 89°O e influenciado desde el punto de vista climatológico por estar arriba del Cinturón Climático de los Trópicos, el cual tiene propiedades térmicas constantes y dos estaciones fijas, seca y lluviosa.

SWERA, por sus siglas en inglés, es un proyecto de evaluación del recurso solar y eólico a nivel regional realizado en el año 2005. Este proyecto presenta el mapa de irradiación solar promedio en la figura 15. Es importante destacar que la zona óptima según el mapa de potencial del recurso es al este del departamento de San Salvador, justo la zona de interés.

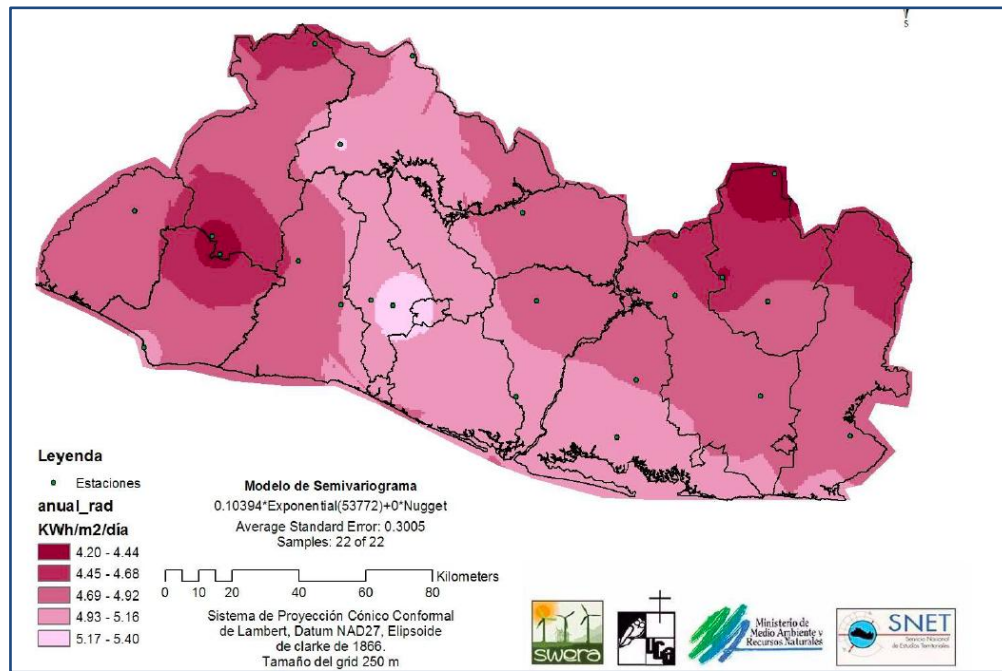


Figura 15: Mapa de radiación solar promedio anual. Fuente: MARN, UCA, SNET/MARN (2005).

El primer paso al diseñar un proyecto de aplicación solar, es evaluar el recurso de la zona de ubicación y conocer los datos meteorológicos locales, por lo cual este trabajo, previo a la etapa de diseño, presenta el análisis comparativo del recurso solar primario de dos fuentes satelitales y una medición in situ. Para esta comparación, los datos han sido tomados de la estación de

medición del edificio central de la Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en San Salvador y de las bases de datos METEONORM y NASA. La figura 16 describe el comportamiento de la radiación global mes a mes. Y la figura 17 es la representación de un día soleado tipo de la estación meteorológica de CEL.

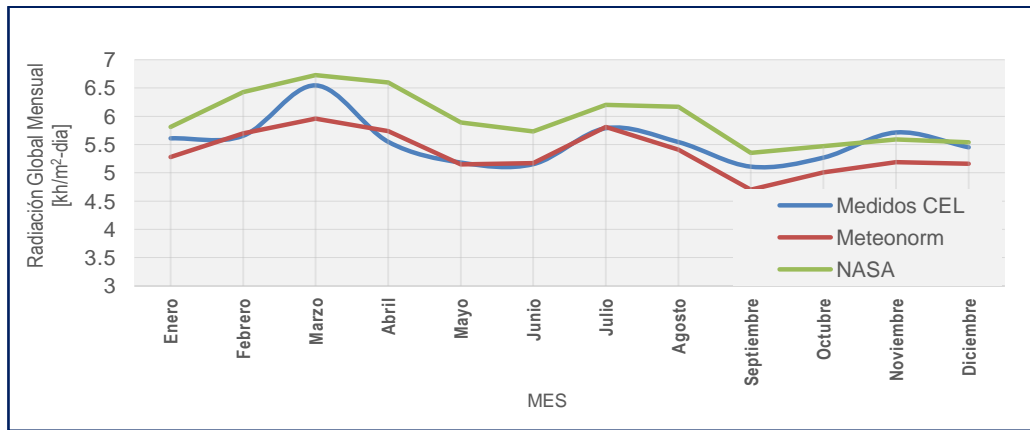


Figura 16. Radiación global mensual de tres bases de datos climáticas para San Salvador.
Fuente: Elaboración propia

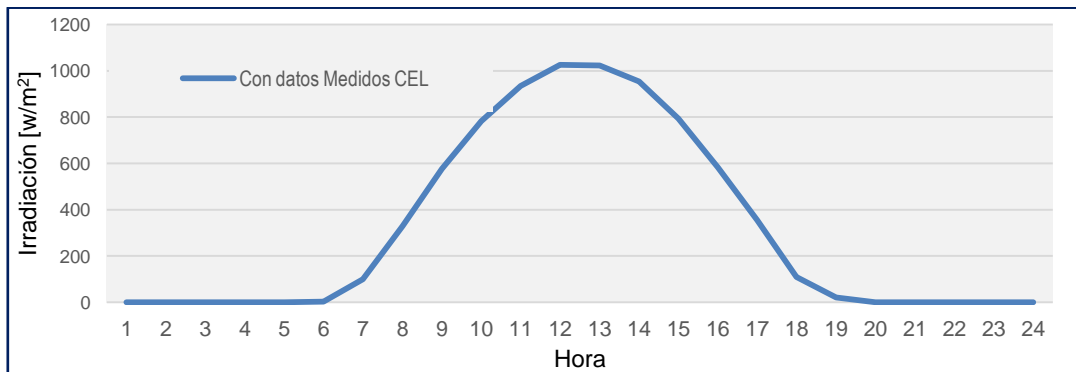


Figura 17. Irradiación solar promedio diaria para San Salvador. Elaboración propia

Como las mediciones de CEL han sido tomadas a pocos kilómetros del sitio del proyecto, son más fiables y pueden ser utilizadas para validar la información de las demás bases de datos. En la figura 16 se observa que los datos de radiación solar promedio mensual tomados de la NASA, tienden a estar sobreestimados, por lo que es preferible utilizar datos descargados de la base METEONORM.

Por lo anterior se concluye que METEONORM es la fuente de datos más apropiada y de menor error en comparación a una medición en sitio, o cercana al sitio de estudio, por ende, es la base que se utiliza para la realización de este trabajo.

Diagnostico energético y análisis de demanda previo

La energía es indispensable para el sector industrial y representa uno de los costos más significativos de su materia prima. Al evaluar la cadena productiva en una empresa, se evidencia que el uso y consumo irracional puede impactar directamente su rentabilidad. El consumo innecesario de recursos energéticos como electricidad, vapor, combustibles, entre otros, deriva en un alto costo económico para la empresa. Sin embargo, es posible planificar y ejecutar acciones para mejorar la gestión y uso de la energía consumida.

Con el propósito de aprovechar de manera más oportuna la producción de energía de una fuente renovable como la solar, siempre se recomienda que antes de considerar estas fuentes alternativas, se disminuya la demanda energética a través de la aplicación del concepto general de eficiencia. Siguiendo esta recomendación, como paso previo a la determinación del potencial de integración de un sistema solar térmico en los procesos productivos de la empresa en estudio, se propuso una ruta de implementación o plan de acción para la mejora del desempeño energético de dichos procesos. Este plan de acción está basado en la norma ISO 50001 y el concepto de Sistema de Gestión Energética (SGEn).

En esta sección se presenta la metodología y consideraciones utilizadas para la elaboración del mencionado plan de acción, se desglosan las oportunidades de mejora recomendadas y se propone una ruta de implementación con la que se lograría aumentar la eficiencia de los procesos, antes de la incorporación de un sistema solar térmico.

Metodología utilizada para el diagnóstico energético

Para lograr una mejora del desempeño energético, se debe partir de un estudio simplificado denominado Diagnóstico de Desempeño Energético (DDE) o evaluación del desempeño energético, que es el requisito central de la etapa “planificar” del ciclo de mejora continua del SGEn en la ISO 50001. Este diagnóstico permite identificar el escenario inicial y actual de la empresa. El desempeño es definido por la ISO 50001 como todo resultado medible que se relaciona con los tres aspectos que se detallan en la figura 18.

Los aspectos a que se refiere la figura 18, que se evalúan a través del DDE, se describen brevemente en los siguientes párrafos.

La evaluación del uso de la energía, busca responder cómo la empresa utiliza la energía, sus fuentes o recursos y el tipo de aplicación en la que utiliza dichos recursos. Por ejemplo, el uso de Fuel Oil para producir vapor o el uso de electricidad para generar frío industrial.



Figura 18: Aspectos para medir el desempeño energético según ISO 50001. Adaptado de: GIZ, CONUEE

La evaluación del consumo de energía, se refiere a la cantidad de energía consumida. Esta variable es sensible al modificar la operación, es influenciado por el tiempo y régimen de uso, como turnos de trabajo y horas de encendido y apagado de equipos. Este parámetro no está necesariamente ligado a la eficiencia energética o al cambio de uso de la energía.

Finalmente, la evaluación de la eficiencia energética se refiere a qué tan óptimo es el desempeño de equipos o sistemas que consumen o demandan energía. Este parámetro puede requerir un cambio de equipo para mejorar el desempeño energético de la empresa. Por ejemplo, puede determinarse la necesidad de cambiar un compresor de amoníaco, un compresor de aire, un sistema de pasteurización, por equipos con mayor eficiencia o mejor dimensionados.

La metodología seguida para llevar a cabo el estudio, se puede describir en dos etapas: en la primera etapa se realizaron los trabajos de campo y en la segunda etapa se realizaron los trabajos denominados, de gabinete.

Los trabajos de campo consisten en una visita o serie de visitas a las instalaciones industriales de la planta y entrevistas con personal de mantenimiento, operación, producción, proyectos y sistemas de gestión, en las que se obtiene información para llevar a cabo el DDE. Y por su parte, los trabajos de gabinete consisten en el análisis de toda la información recabada en campo para concluir la ruta de implementación o plan de acción. El DDE se realiza siguiendo los lineamientos de la norma ISO 50002:2014 que forma parte de las guías complementarias de la ISO 50001:2011.

En la tabla 5 se detalla la metodología para el DDE de primer nivel o simplificado, que fue desarrollado para este proyecto de implementación. Se parte de las tres actividades principales del DDE, según la norma ISO 50001.

Tabla 5: Metodología implementada para el desarrollo del DDE

Análisis de consumos energéticos por fuente de energía
<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de consumos • Resultados de mediciones o perfiles de consumo • Mapa energético o balance energético / repartición de consumos <ul style="list-style-type: none"> - Valoración de factores externos en impacto del consumo: Producción, factor climático, crecimiento/decrecimiento (Incorporación o cambio de equipos, apertura-cierre de líneas de producción) etc. • Análisis de costos
Determinación de los Usos Significativos de Energía (USE)
<ul style="list-style-type: none"> • Los USE fueron seleccionados con base en un Análisis de Pareto, mediante el que se identificaron variables relevantes que afectan al consumo de energía
Evaluación del desempeño energético actual
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Oportunidades para la mejora del desempeño energético <ul style="list-style-type: none"> ▪ Descripción técnica de oportunidades de mejora propuestas ▪ Análisis técnico-económico simple (Energía consumida actual, ahorro energético, ahorro económico, PSRI) ▪ Análisis a través de criterios de priorización considerados ▪ Lista resumen de las oportunidades priorizadas

Fuente: Elaboración propia con base en (GIZ, Programa Energía Sustentable, 2017)

Para determinar la mejor ruta de implementación de las oportunidades de mejora identificadas, se consideraron tres aspectos que son: I) el impacto de la reducción en el consumo energético II) el periodo simple de recuperación de la inversión y III) la dificultad de implementación de la medida. La tabla 6 detalla los criterios utilizados para categorizar cada oportunidad de mejora, de tal forma que el producto de los tres factores permitió obtener un el factor de priorización de cada medida.

Tabla 6: Criterios para priorización de oportunidades de mejora identificadas

Impacto de consumo de energía		Rentabilidad		Dificultad de implementación	
%Red <1	1	ROI < 2	10	Fácil	10
1 < %Red < 5	5	2 < ROI < 5	5	Intermedio	5
%Red >5	10	ROI >5	1	Difícil	1

Oportunidades de mejora identificadas

El reporte completo del DDE realizado puede consultarse en el Anexo 2. En esta sección únicamente se presentan los resultados obtenidos. En la tabla 7 se presentan las oportunidades de mejora identificadas y el impacto que se estima tendrán en ahorro energético y monetario. Además, se califica el nivel de inversión requerido para su implementación.

Tabla 7: Ahorros estimados con la implementación de medidas de eficiencia identificadas

Medida de eficiencia	Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico		Nivel de inversión
			\$/año	%	
Aislar la superficie de los tanques de condensados	103.85	777.84	\$ 1,089.14	0.8%	Baja
Instalar economizador modular de agua de alimentación	135.71	861.29	\$ 1,182.88	0.9%	Medio
Reparación de aislamiento en toda la línea de distribución de vapor	102.65	768.88	\$ 1,076.59	0.8%	
Recuperar calor del agua de proceso del Warmer	79.87	598.26	\$ 837.69	0.6%	
Instalar un controlador automático de la purga de la caldera	112.67	843.89	\$ 1,181.62	0.7%	Alto
Incrementar el porcentaje de recuperación de condensados	244.85	1833.99	\$ 2,567.96	2.0%	
Implementación de control automático del ajuste de oxígeno	448.07	2843.67	\$ 3,907.10	3.0%	
Total	1185.99	7526.88	\$10,537.63	8.2%	

Nota: La reducción del consumo total no corresponde a la suma aritmética de los ahorros de cada una de las acciones propuestas, ya que se evalúa el efecto de la implementación de todas en conjunto.

Fuente: Elaboración propia

La tabla 8, presenta el resultado de la aplicación de la metodología de priorización de medidas de eficiencia. Como resultado, se obtiene en la última columna, un factor de prioridad que indica cuales medidas de eficiencia deben realizarse antes.

Tabla 8: Resultados de priorización de las medidas de ahorro y eficiencia identificadas.

Medida de eficiencia	Impacto	Rentabilidad	Dificultad de implementación	Factor de prioridad
Aislar la superficie de los tanques de condensados	1	10	10	100
Instalar economizador modular de agua de alimentación	1	10	5	50
Reparación de aislamiento en toda la línea de distribución de vapor	1	5	5	25
Recuperar calor del agua de proceso del Warmer	1	5	5	25
Incrementar el porcentaje de recuperación de condensados	5	5	1	25
Implementación de control automático del ajuste de oxígeno	5	5	1	25
Instalar un controlador automático de la purga de la caldera	1	10	1	10

Fuente: Elaboración propia

Incorporación de energía solar térmica – Memoria de cálculo

Esta sección se pretende brindar un detalle de características técnicas de los diferentes componentes y equipos seleccionados para la instalación solar térmica propuesta, listando las razones que han llevado a la solución escogida.

Factibilidad técnica de incorporación de energía solar térmica

A continuación, se desarrolla el análisis de factibilidad de integración del sistema solar térmico a la empresa embotelladora en estudio mediante la determinación de los diferentes posibles puntos de integración y la selección de uno de ellos. Habiendo seleccionado el punto de integración y a partir de la demanda energética eficiente (considerando reducción por implementación de medidas de eficiencia recomendadas en diagnóstico), se procede a realizar el diseño de detalle del sistema.

Una de las principales tareas a desarrollar al momento de determinar la factibilidad de incorporación de un sistema solar térmico dentro de un proceso industrial, es la identificación de los posibles puntos de integración. Esta identificación debe realizarse con base en el consumo energético de las diferentes secciones del proceso productivo y considerando los potenciales ahorros derivados de implementar las oportunidades de mejora encontradas en el diagnóstico energético. La IEA, en su documento “IEA SHC Task49”, propone una metodología para evaluar los puntos de integración identificados, que se basa en los criterios siguientes:

- Temperatura de integración
- Perfil de demanda (diario, semanal y anual)
- Consumo energético anual
- Sensibilidad a cambios en los procesos
- Fracción solar que es posible alcanzar

Para una evaluación preliminar, sugiere el uso de una matriz en la que se consideran diferentes criterios técnicos que permitan evaluar tanto las características de la demanda como los requerimientos y criterios de modelo de integración. En la tabla 9 se presentan los criterios propuestos a evaluar.

Tabla 9: Indicadores para priorización de puntos de integración de SST a un proceso industrial

		Indicador	Variable	
Análisis de demanda	Demanda	T de retorno	T_p	[°C]
		Salto térmico	ΔT	[°C]
		Demanda anual	Q_a	[KWh/año]
		Capacidad de almacenamiento	Q_{store}	[KWh]
		Tiempo de operación	t_{op}	[h/año]
		Demanda media	$P_{av}=Q_a/T_{op}$	[kW]
	Perfil	Recirculación	$1/rec$	
		Coincidencia de demanda	$C_d=Q_{md}/Q_{dia}$	[%]
		Estacionalidad de demanda	$C_a=Q_{sum}/Q_a$	[%]
		Uniformidad de demanda	$Unif= P_{av,dia}/P_{max,dia}$	[%]
	Tecnología	Reprogramación del proceso	T_i	[h]
		Tolerancia de T equipos	$\pm \Delta T_e$	[°C]
	Tolerancia de T producto	$\pm \Delta T_p$	[°C]	
Análisis de esquema de integración	Confiability	Continuidad del proceso	Sin necesidad de paros durante mantenimiento de sistema	
		Balance de cargas	Reducción de uso de equipos con carga excesiva	
		Sistema de control	No se requieren cambios excesivos	
		Lógica de control	No se requieren cambios excesivos	
	Costo	Tamaño de intercambiadores	Pueden usarse los intercambiadores existentes	
		Tamaño de almacenamiento	Se puede evitar instalar almacenamiento adicional	
		Distancia a sistema termosolar	El sistema solar esta cerca de la línea de suministro	
	Eficiencia	Energía auxiliar	Bombas del sistema solar solo para circulación	
		Rendimiento anual estimado	Alto rendimiento anual	
		Modulación	El sistema de respaldo puede ser modulado facilmente	
	Dependencia de radiación	Rendimiento anual depende ligeramente de la radiación		
	Reemplazo de cogeneración	No se reduce		
	Reemplazo de procesos de recuperación	No se reduce innecesariamente		

Los puntos de integración identificados, tomando en consideración la clasificación de consumidores industriales propuesta por la EIA, son los que se presentan en la tabla 10.

Tabla 10: Puntos de integración de sistema solar térmico identificados

Punto de integración	Nivel de integración	Medio de transferencia de calor /Forma tradicional de calentamiento	Concepto de integración
Caldera principal	Suministro	Vapor	Calentamiento de agua de reposición
Pasteurizador	Proceso	Intercambiador de calor externo	Calentamiento de corriente de fluido
Warmer	Proceso	Intercambiador de calor externo	Calentamiento de tanque o maquinaria
Tanque Cocina	Proceso	Intercambiador de calor externo	

En el anexo 3 se encuentra la matriz de la tabla 09 llena para los puntos de integración listados en la tabla 10, así como una representación del esquema de integración de cada punto. Además, en este anexo se presenta una explicación del cálculo de cada indicador y el criterio utilizado para asignar una calificación a partir de los mismos. Partiendo de esta información, se evaluó el grado de relevancia de cada punto de integración usando un código de colores

propuesto siempre por IEA en el que el verde significa que el concepto de integración puede implementarse fácilmente, el amarillo que la implementación traerá algunos costos o esfuerzos y el rojo que significa que el esquema de integración no puede ser implementado. En la tabla 11 puede apreciarse la matriz de evaluación llena.

Tabla 11: Matriz de priorización de puntos de integración identificados

	Caldera principal	Pasteurizador	Warmer	Tanque Cocina
Demanda	/	/	/	/
Perfil	/	/	/	/
Tecnología	/	/	/	/
Confiabilidad	/	/	/	/
Costo	/	/	/	/
Beneficio	/	/	/	/
Eficiencia	/	/	/	/
Consolidado	/	/	/	/

Tal como se observa en la tabla 11, existen posibles puntos de integración a nivel de proceso a bajas temperaturas, en donde es factible técnicamente la incorporación de energía solar térmica. Sin embargo, estos requerirían una modificación en la maquinaria que no es adecuada para mantener la garantía del fabricante, por lo que el punto de integración seleccionado para el sistema solar térmico es a nivel de suministro, elevando la temperatura del agua de reposición de la caldera que genera el vapor requerido para suplir la demanda térmica de los procesos de cocimiento de jarabe, pasteurización y enlatado.

Datos del emplazamiento

La nave industrial para la que se plantea el desarrollo del presente proyecto, se encuentra ubicada en el costado oriente del municipio de San Salvador; con coordenadas geodésicas 13.71° latitud norte y 89.18° longitud este.

La nave industrial consta de 3474 m² de área construida, con tres secciones de cubierta de fibrocemento a dos aguas. Las cumbres se orientan de este a oeste, con una leve desviación de 5° hacia el oeste.

Para definir las características climatológicas del emplazamiento, se hace uso de información satelital descargada de base de datos METEONORM. A continuación, se presentan los valores mensuales de las principales variables climáticas.

Tabla 12: Variables climáticas en sitio de interés

	Irradiación Global Horizontal [kWh/m ² .mes]	Irradiación Difusa Horizontal [kWh/m ² .mes]	Irradiación Directa Horizontal [kWh/m ² .mes]	Irradiación Directa Normal [kWh/m ² .mes]	Irradiación Global Inclinada (Perez model) [kWh/m ² .mes]	KT	Temperatura Ambiente [°C]	Velocidad del Viento [m/s]
Enero	164.2	57.6	106.6	172.6	203.1	0.625	24.5	3.8
Febrero	160.4	52.9	107.5	161.7	181.9	0.616	25.5	3.7
Marzo	184.7	77.2	107.5	154.8	186.7	0.589	26.2	3.5
Abril	172.1	69.3	102.8	153.6	156.3	0.541	26.3	3.4
Mayo	159.9	90	69.9	98.4	133.8	0.484	25.8	2.7
Junio	155.5	74.6	80.9	117.6	123.9	0.489	24.8	2.4
Julio	179.4	85.5	93.9	130.2	146.6	0.547	25.4	2.4
Agosto	166.3	73.9	92.4	137.9	144.1	0.508	25.5	2.4
Septiembre	140.6	72.5	68.1	98.9	134.7	0.457	24.4	2.3
Octubre	155.2	66.3	88.9	136.9	168.1	0.525	24.7	2.5
Noviembre	156.1	55.4	100.7	161.3	187.9	0.601	24.1	3.4
Diciembre	160.2	49.2	111	183.4	204.3	0.634	24.6	3.5
Año	1954.6	824.4	1130.2	1707.2	1971.4	0.547	25.1	3

Cálculo de la demanda energética a lo largo del año en el punto de integración

Ante falta de mediciones del volumen de agua de reposición demandado por la caldera de vapor, se realizó una estimación del mismo. Para lo anterior, se estimó previamente la demanda de vapor mediante un balance energético, considerando el consumo de combustible y la eficiencia de la caldera. El personal operativo cuenta con un estimado del consumo de agua de reposición, en función de su experiencia, y otras mediciones de consumo de agua suavizada en la planta. Sin embargo, es recomendable que se instale un caudalímetro para medir directamente el agua de reposición de caldera, que permita contar con datos más precisos de los que se pueda partir para el diseño de nuevas soluciones, y que a la vez sirvan para identificar si el porcentaje de recuperación de condensados está dentro del rango aceptable, o si este ha bajado por la presencia de fugas de vapor u otros.

En las figuras 19 y 20, se presenta el perfil de demanda de energía térmica anual y semanal. En el perfil semanal, se destaca que aproximadamente la mitad de las semanas del año, se realizan paros completos del sistema de vapor para mantenimiento, por lo que hay dos tipos de curva de demanda que pueden seguirse.

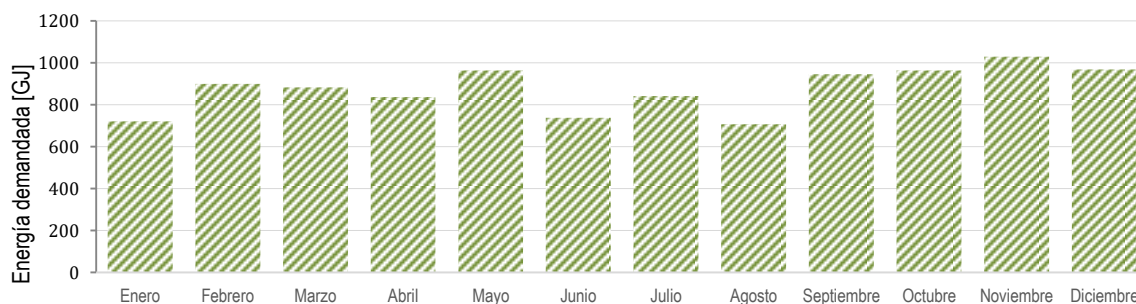


Figura 19: Perfil de demanda anual

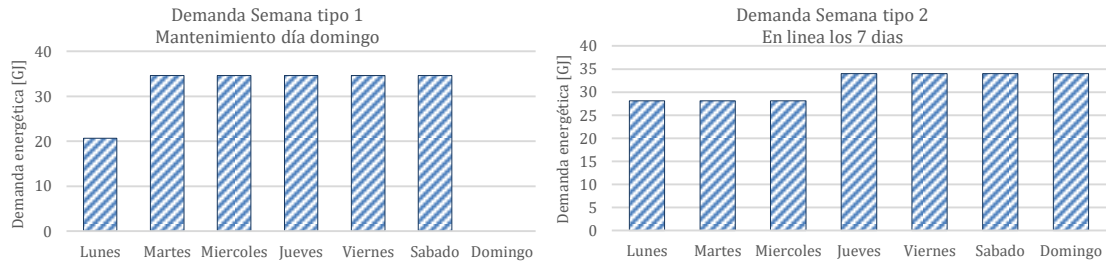


Figura 20: Perfil de demanda semanal

El volumen de agua de reposición estimado, y que ha sido utilizado para cálculos posteriores del área de captación, se presenta en la tabla 13.

Tabla 13: Resultados de priorización de las medidas de ahorro y eficiencia identificadas.

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Vol reposición [m³]	69	86	85	80	93	71	81	68	91	93	99	93

La temperatura promedio del agua luego de ser suavizada es de 27.5°C, siendo posible incrementar esta temperatura hasta 90° C, que es la temperatura a la que se recuperan los condensados.

Esquema de integración propuesto

Para el punto de integración seleccionado, el documento “IEA SHC Task49” sugiere un esquema de integración como el que se presenta en la figura 21. Como se observa, este considera el precalentamiento del agua de reposición previo a la etapa de desgasificación.

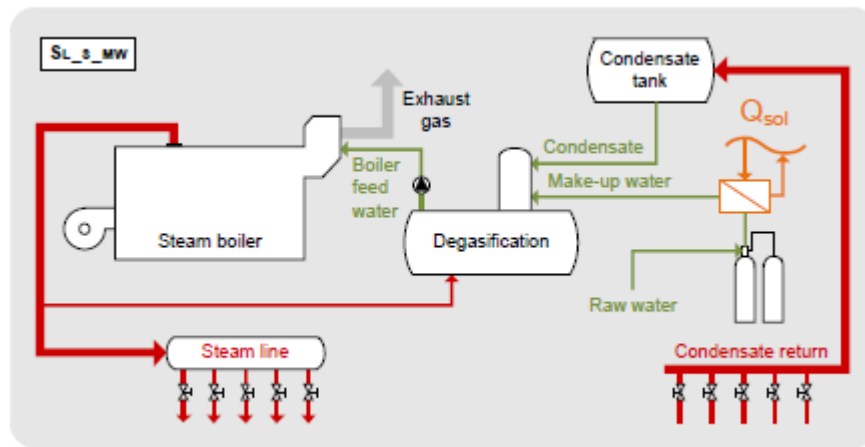


Figura 21: Esquema de integración de SST para precalentamiento de agua de reposición de caldera

En cuanto a la selección del concepto del sistema solar térmico, se tomó como punto de partida el sistema con todas sus subsecciones que se presenta en la figura 22. Este incluye al campo colector, sistema de carga indirecta mediante un intercambiador que pudiera ser interno o externo, sistema de acumulación solar, sistema de descarga indirecto y el punto de integración en el proceso demandante. A partir de este concepto general, se estudió la razón de ser, ventajas y desventajas de cada componente para concluir sobre las simplificaciones que pudieran aplicarse.

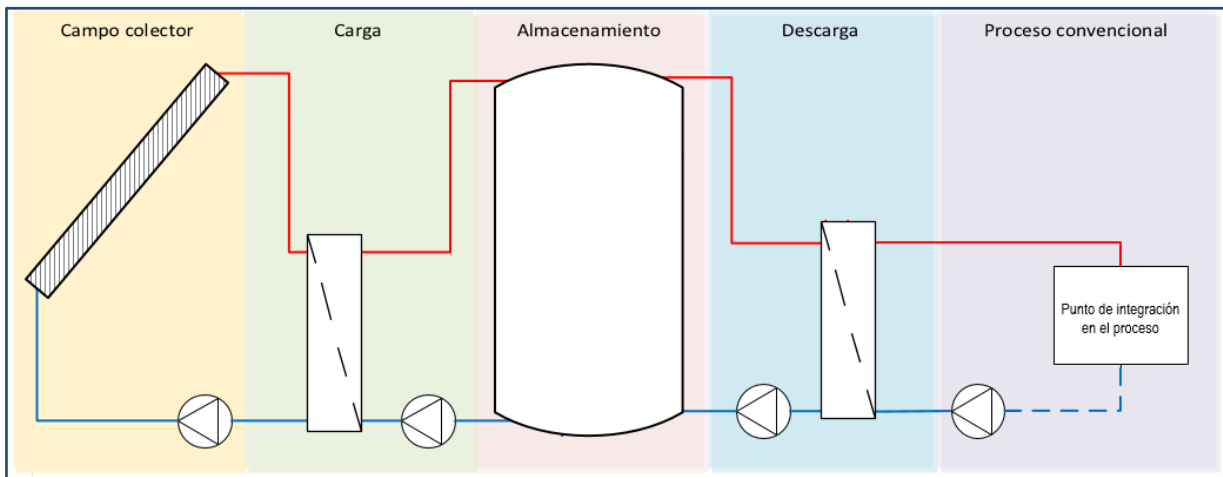


Figura 22: Concepto general de sistema solar térmico

En procesos industriales, el intercambiador de calor de la etapa de carga suele ser externo ya que esto permite que se alcancen grandes tasas de transferencia de calor que usualmente son requeridas por los procesos. Sin embargo, la principal función del intercambiador de calor de carga es permitir que no exista conexión hidráulica entre el circuito solar y el fluido calorportador almacenado en el acumulador. Esto es requerido cuando las condiciones ambientales son tales que se alcanza frecuentemente el punto de congelación del agua. En El Salvador, de acuerdo a los datos climáticos tomados de insumo para este trabajo, la temperatura mínima promedio es de alrededor de 22°C por lo que no necesariamente tiene que trabajarse con refrigerantes para modificar el punto de congelación del agua.

De acuerdo a la EIA, las ventajas de prescindir del intercambiador de calor en la carga son que el sistema resulta más cómodo desde el punto de vista económico y también se vuelve más robusto. Debe tenerse en cuenta que al prescindir del intercambiador de calor de carga, el fluido de almacenamiento es el mismo que transporta el calor desde los colectores solares por lo que deben tenerse consideraciones especiales en el tratamiento del agua para evitar incrustaciones en las tuberías de acarreo y de colectores solares.

En cuanto al sistema de descarga, la selección del concepto del mismo depende principalmente del flujo y temperatura de retorno del punto de integración. El sistema de descarga directa

tiene la característica de no permitir diferenciación entre el fluido del proceso y el fluido utilizado en el sistema solar térmico. Además, el punto de integración en este caso es el almacenamiento.

Una de las principales preocupaciones al momento de decidir si utilizar o no intercambio directo es la seguridad de que se mantendrán los requerimientos mínimos de calidad de agua en el fluido del proceso. Para el caso del diseño que se está proponiendo, como se ha mencionado el punto de integración es en el agua de reposición de la caldera que ya ha sido previamente tratada por requerimientos de dicho equipo. Además, se realizó una investigación sobre el concepto de integración en sistemas similares y en la publicación *"Industrial solar thermal applications in Greece Economic evaluation, quality requirements and case studies"* se presenta el caso de estudio de la empresa de lácteos Mandreka S.A. en cuyo concepto de sistema solar térmico para precalentamiento de agua de caldera no se incluyen intercambiadores de calor de carga ni descarga. Los principales puntos en común con el caso de estudio presentado en este trabajo son:

- El fluido utilizado en el sistema solar y para el proceso es agua suave ya tratada y apta para su uso en la caldera
- No existen requerimientos de inocuidad pues el agua es utilizada solamente en la línea de vapor de la planta
- La temperatura ambiente tanto en Grecia como en El Salvador, nunca baja hasta el punto de congelación del agua

Otros ejemplos con conceptos de integración similares fueron encontrados también en países que no presentan climas extremos como Egipto y Nueva Zelanda. En la figura 23 se presenta el concepto del sistema solar térmico ya simplificado, sin considerar intercambiadores de calor en la carga y descarga. En el anexo 6 se presentan consideraciones de mantenimiento especiales para este tipo de concepto de integración.

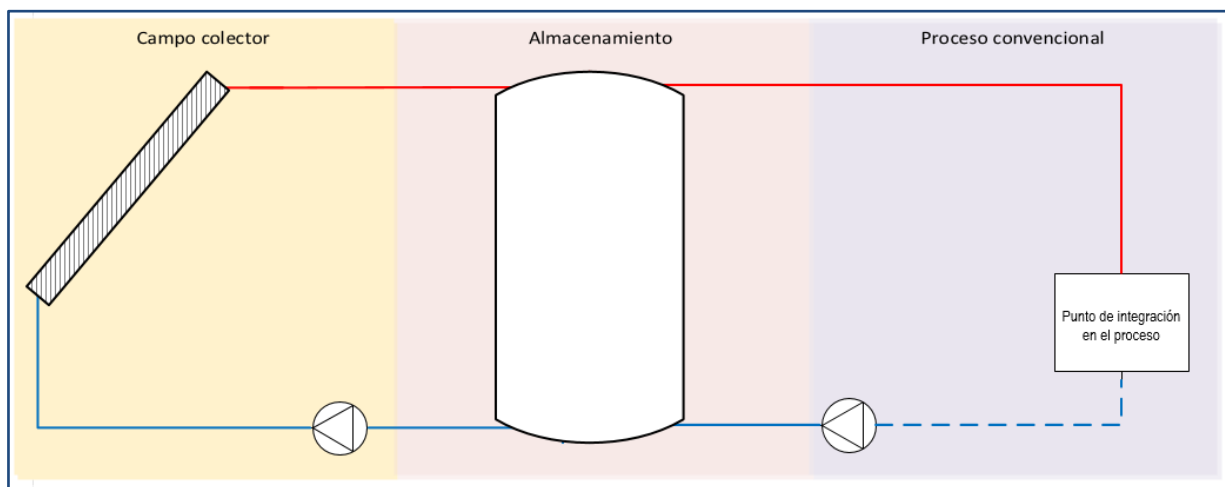


Figura 23: Concepto simplificado del sistema solar térmico

Sistema de captación y aportación solar

Selección de captadores solares

Tal como se ha mencionado, la ventaja de integrar el SST a nivel de suministro, precalentando el agua de alimentación de la caldera, es que existe una gran tolerancia a variaciones de temperatura del ACS, pues cualquiera que sea la energía que deje de suplirse por este sistema, será compensada por la caldera principal. Para la selección del tipo de captadores solares a utilizar y la temperatura de almacenamiento del ACS, se tomó en cuenta esta premisa, optando por evaluar cada tecnología de colector solar (placa plana y tubos de vacío) en el nivel de temperatura que mejor trabaja, para buscar opciones de diseño más eficientes. En la figura 24 se evidencia que, para un salto térmico de 60°C (para el caso de estudio alrededor de 90°C de temperatura de almacenamiento), los colectores de tubos de vacío son considerablemente más eficientes que los de placa plana y el tipo CPC. Si el salto térmico se reduce a 30°C (para el caso de estudio, alrededor de 60°C de temperatura de almacenamiento), ya no se aprecia mayor diferencia entre la eficiencia de colectores de tubos de vacío y los de placa plana, pero por implicar estos últimos una menor inversión, suelen ser la mejor opción para aplicaciones que requieran un salto térmico de dicha magnitud.

Por su parte, los colectores tipo CPC tienen una curva de eficiencia más plana, permitiendo aplicaciones con saltos térmicos elevados, pero para los niveles de temperatura que se requieren para la aplicación en estudio, no son aplicables.

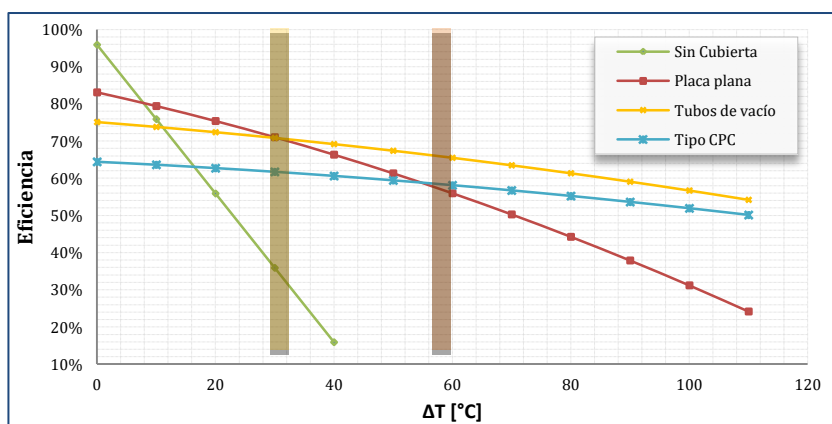


Figura 24: Rendimiento por tipo de colector en función del salto térmico de ACS

Por lo anterior, se consideraron dos tipos de colectores solares térmicos como posibles a utilizar, que son el colector de placa plana y el de tubos de vacío y las temperaturas de almacenamiento consideradas son 60 y 90°C, respectivamente. Para cada uno de ellos se realizaron simulaciones en el software comercial TSOL, en las que se consideraron como

variables la temperatura de demanda del proceso, el factor de utilización en litros de ACS demandados diariamente a dicha temperatura por m^2 de área de apertura y el volumen de almacenamiento específico. Como resultado de estas simulaciones, se obtuvo la fracción solar y rendimiento anual para cada caso. A partir de los resultados de estas simulaciones se crearon los nomogramas que se presentan en las figuras 25- 26.

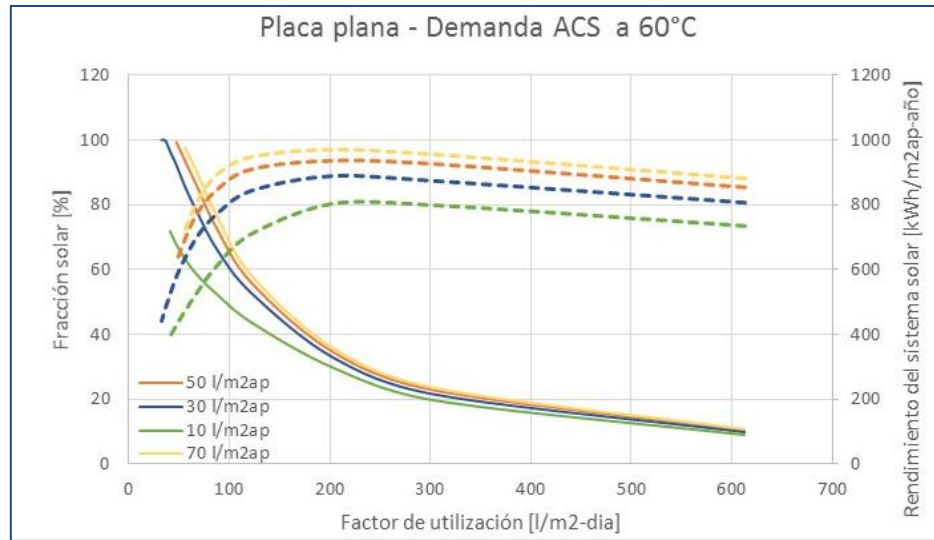


Figura 25: Variación de fracción solar y rendimiento anual del sistema, en función del factor de utilización – Colectores de placa plana.

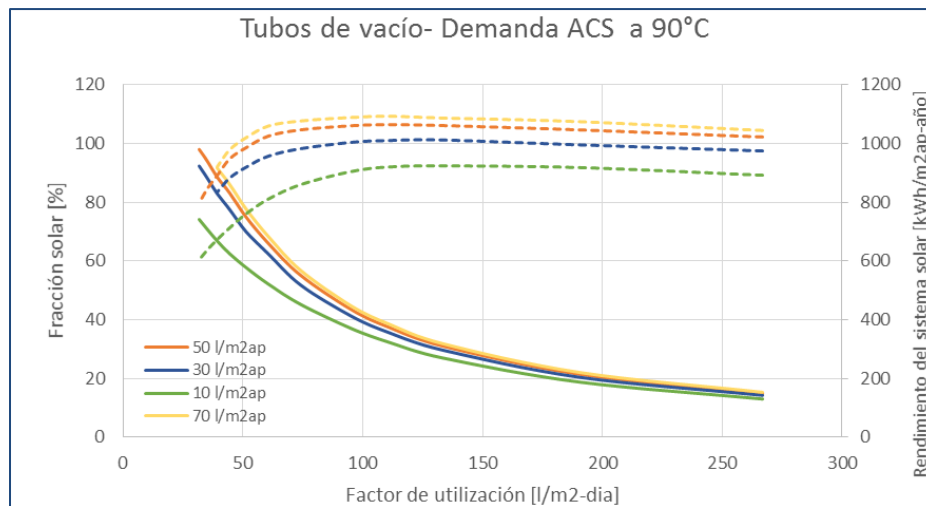


Figura 26: Variación de fracción solar y rendimiento anual del sistema, en función del factor de utilización – Colectores de tubos de vacío.

Los nomogramas han sido creados según la metodología propuesta en (Stefan heß, 2010) y su uso para el dimensionamiento es explicado a continuación con el nomograma correspondiente a colectores de placa plana.

De la figura 25 se observa que la variación de la fracción solar y rendimiento del sistema en función del volumen específico de almacenamiento, es significativa entre las curvas correspondientes a 10 y 50 l/m² de área de apertura, pero ya entre 50 y 70 l/m² la ganancia en rendimiento anual y fracción solar es mínima. Es por esto que se decide trabajar sobre la curva de volumen de almacenamiento de 50 l/m²_{ap}.

Como siguiente paso, se selecciona un punto en la curva de rendimiento del sistema que corresponda a un máximo y para el que la fracción solar correspondiente también sea elevada. Se elige el punto 1, que puede verse representado en la figura 27. El punto seleccionado se encuentra ubicado en la rodilla de la curva. A mayores factores de utilización (sistemas más pequeños) el rendimiento disminuye por ser el sistema demasiado pequeño para suplir la demanda. A menores factores de utilización (sistemas más grandes) se observa un decremento pronunciado en el rendimiento, aunque la fracción solar es muy elevada, en esta región del nomograma los sistemas se encuentran sobredimensionados.

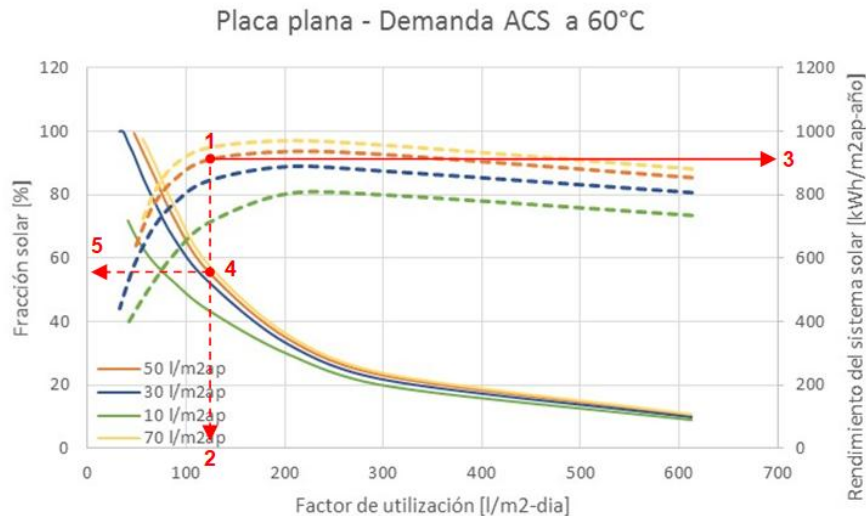


Figura 27: Metodología de dimensionamiento utilizando nomogramas – Colectores de Placa Plana.

Luego se proyecta el punto 1 hacia el eje de las abscisas, encontrando en el punto 2 un factor de utilización correspondiente de 120 l/m²-día. Este factor de utilización es un indicativo de la dimensión del área de captación en función de la demanda volumétrica de agua caliente (para el sistema a diseñar la demanda volumétrica es de 2854 l/día). El área de apertura es calculada como sigue:

$$A_{ap} = \frac{\text{Demanda diaria [l]}}{\text{Factor de utilización} \left[\frac{l}{m_{ap}^2} \right]}$$

$$A_{ap} = \frac{2854 [l]}{120 \left[\frac{l}{m_{ap}^2} \right]} = 23.78 m_{ap}^2$$

El factor de utilización y la fracción solar para un sistema de este tamaño, se obtiene proyectando el punto 1 y 4 hacia sus ejes correspondientes. Para el caso ilustrado, la fracción solar es de 58% (punto 5) y el factor de utilización de 946.68 kWh/m²_{ap}-año (punto 3). El volumen de acumulación se calcula como sigue:

$$V_{ac} = V_{esp} \left[\frac{l}{m_{ap}^2} \right] \times A_{ap} [m_{ap}^2]$$

Donde:

V_{ac} = Volumen de acumulación del sistema

V_{esp} = Volumen específico de acumulación

S_{ap} = Área de apertura

$$V_{ac} = 50 \left[\frac{l}{m_{ap}^2} \right] \times 23.78 [m_{ap}^2] = 1189 l \equiv 1.19 m^3$$

Para el nomograma construido para los colectores de tubo de vacío se aplica el mismo procedimiento descrito y se concluye que el área de captación óptima para cada tipo de colector, es la que se presenta en la tabla 14.

Tabla 14: Área de captación a considerar por tipo de colector

Colector/Temperatura	Área óptima [m ²]	Fracción solar [%]	Rendimiento anual [kWh/m ² _{ap} -año]
Placa plana @ 60°C	23.79	58	946.68
Tubos de vacío @ 90°C	47.58	68	1061.75

A pesar que ambas opciones propuestas son factibles desde el punto de vista técnico, otros factores también influyen en la selección del tipo de colector solar, como el análisis económico que lleva a concluir el diseño que tendrá mayor rentabilidad, desde el punto de vista económico. Además, al ser ambas opciones de diseño propuesto para diferentes niveles de temperatura, implicarán un ahorro energético y monto de inversión muy diferente, por lo que es necesario considerar los indicadores económicos para la selección del proyecto a implementar. Para este proyecto, la comparación de rentabilidad de las diferentes opciones consideradas, se presenta en la tabla 15, siendo la opción “Placa Plana a 60°C” la seleccionada como más conveniente.

Tabla 15: Análisis de rentabilidad de opciones consideradas

Colector/Temperatura	Estimación inicial de la inversión	Ahorro anual
Placa plana @ 60°C	\$ 19,737.30	\$ 902.03
Tubos de vacío @ 90°C	\$ 85,878.30	\$1954.38

Es importante destacar que en esta primera etapa de selección, se utilizó un presupuesto preliminar elaborado a partir de precios de lista de proveedores nacionales e internacionales. El detalle de los presupuestos para cada opción se presenta en el anexo 4.

El modelo de colectores planos seleccionados es Vitosol 200-F y el detalle de sus características técnicas se presenta en la tabla 16. El área de captación requerida es de 23.7 m², por lo que serán necesarios diez colectores, para obtener una área bruta total de 25.1 m² y una área de apertura de 23.3 m².

Tabla 16: Características técnicas de colector solar propuesto

Modelo	Vitosol 200-F SV2C
Área bruta	2.51 m ²
Área de absorbedor	2.32 m ²
Área de apertura	2.33 m ²
Dimensiones	1056 x 2380 x 90 mm
Eficiencia óptica	82.4
Coefficiente lineal de pérdidas	3.79 W/m ² -K
Coefficiente cuadrático de pérdidas	0.021 W/m ² -K ²
Peso lleno	40.9 kg
Temperatura de estancamiento	186°C
Presión máxima de operación	6 bar
Contenido líquido	1.83 l
Ø de conexiones	22 mm

Configuración del campo colector

De acuerdo la hoja técnica del fabricante, se garantiza una distribución uniforme del flujo entre colectores, para un máximo de doce colectores conectados en paralelo. Por lo anterior, se propone la conexión de una sola batería de diez colectores en paralelo. Este máximo de colectores en paralelo, requiere de un retorno invertido, es decir, que las conexiones de entrada y salida de la batería de colectores deben estar en lados opuestos. Para efectos de mantenimiento, se considera la conexión de válvulas de corte a la entrada y salida de la batería de colectores. Adicionalmente, se instalarán purgadores automáticos de aire en ambos puntos. Adicionalmente, es necesario instalar una válvula de seguridad para que alivie presiones

superiores a los 6 bares admisibles como presión máxima por los colectores y un desagüe. El diagrama de conexión propuesto, se muestra en la figura 28.

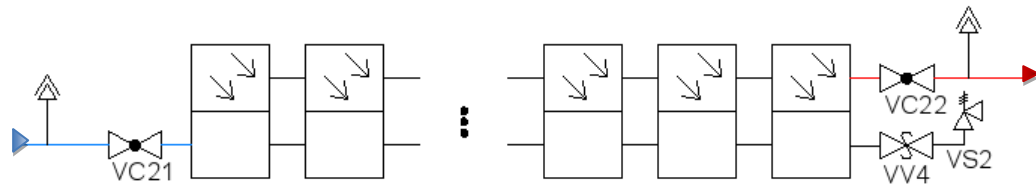


Figura 28: Diagrama de conexión del campo colector.

Inclinación y orientación de los colectores

La orientación óptima del campo de colectores, corresponde a un azimut de cero. Sin embargo, el azimut de la cubierta sobre la que se instalarán los colectores es de 5° Oeste, por lo que se considera esta orientación para el diseño.

Con ayuda del software PVSyst, se determina que, para dicha orientación, la inclinación que optimiza la irradiación incidente sobre la superficie de los colectores a lo largo del año, es de 20°. Esta inclinación es coincidente con la inclinación de la cubierta de la nave industrial, por lo que, al instalar directamente los colectores sobre la cubierta, estos se encontrarán trabajando en un punto óptimo. Los resultados de la optimización del ángulo de inclinación se presentan en la figura 29.

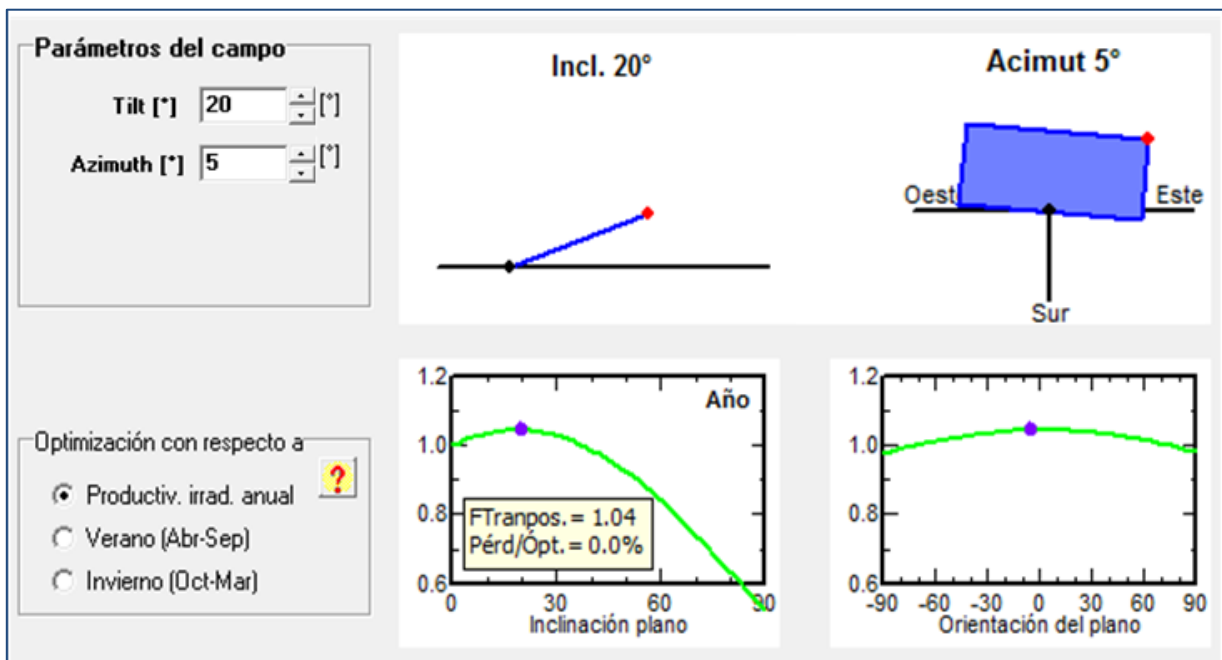


Figura 29: Optimización del ángulo de inclinación para una orientación de 5° Oeste.

El sitio de estudio está localizado en el departamento de San Salvador en El Salvador, al noreste del centro histórico de la ciudad. La altitud del sitio es de 650 msnm y no es afectado por accidentes geográficos en al menos 5 km de distancia al sureste, 7 km al sur y 8 km oeste, lo cual define una afectación mínima de sombreo a la distancia. La edificación es la más alta de la zona donde está ubicada, y es una nave industrial tres secciones de cubierta de tipo inclinado de dos aguas (plano inclinado que forma la sección de techo) alternadas, una en dirección sur y la otra en dirección norte. Debido a que el campo de colectores será montado en una estructura de tipo coplanar adaptada en orientación e inclinación al techo existente, solo se detalla el análisis de sombreo del techo al área de colectores propuesta.

El área de colectores se ha delimitado al agua en dirección sur más cercana al cuarto de calderas, más cercana al norte de la cubierta, para reducir el recorrido del sistema de distribución de agua caliente entre el área de colectores y el área de almacenamiento solar. En el Anexo 5 se presentan los planos del área de integración del agua caliente y del campo de colectores.

A continuación, se presenta en la figura 30 a y b, la ubicación del área de estudio en la ciudad de San Salvador y la configuración de la cobertura de la nave industrial, respectivamente.

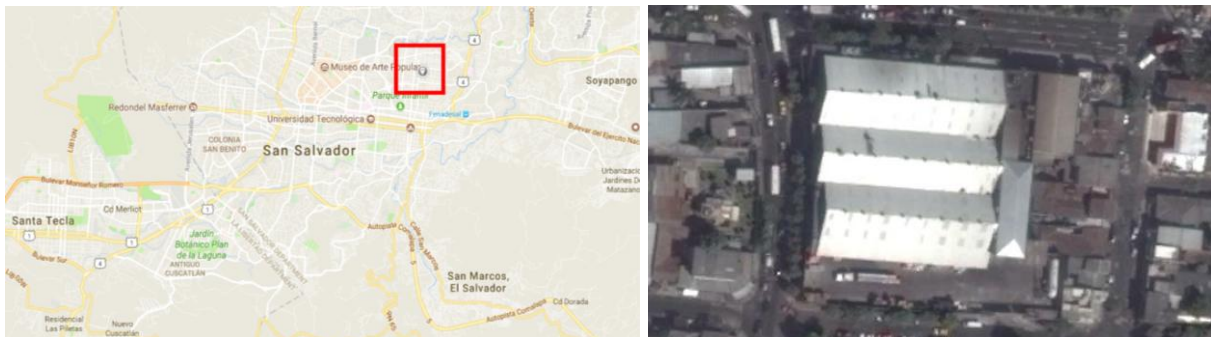


Figura 30: a) Área de detalle, San Salvador, El Salvador. b) Toma satelital de la empresa en estudio

El análisis de sombreo se ha elaborado en PVSYST, un software de diseño para proyectos de energía solar fotovoltaica, a través de su herramienta de construcción de perspectiva para la determinación de la tabla de factor de sombreo, la cual considera el componente de irradiación difusa y el de albedo del terreno. La simulación fue realizada considerando un ambiente urbano tipo, con coeficiente de albedo de 0.2. Esta escena de sombreo fue construida a escala de la edificación en estudio, con la pendiente de techo a 20 grados y considerando las distancias de seguridad hacia la cumbre y los costados este y oeste de la cubierta para caminantes.

El edificio construido se presenta en la figura 31. Con este modelo se permite evaluar el efecto de la configuración de techo y de los extractores de calor de la nave, los cuales se encuentran en la cumbrera de cada sección de techo. Es necesario destacar que las áreas potenciales para la instalación de un sistema solar se identifican como toda área con inclinación hacia el sur, esto es lo ideal para un proyecto solar. Sin embargo, para este modelo y el análisis a continuación, solo se considera la utilización del agua sur más cercana debido al tamaño estimado del campo de colectores.

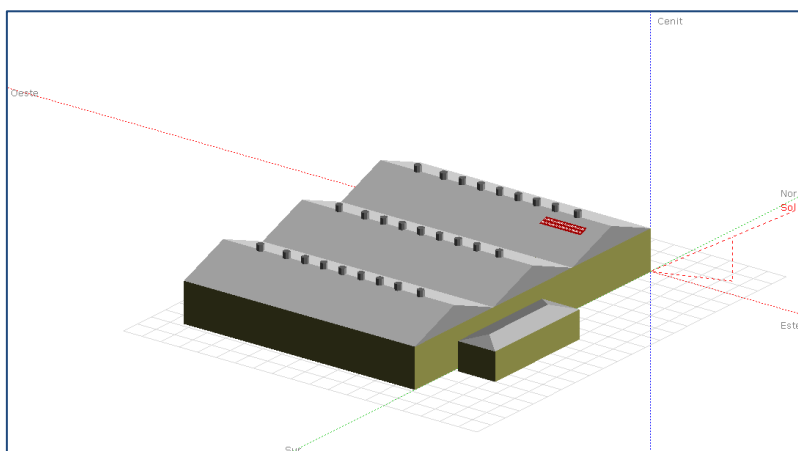


Figura 31: Simulación de la edificación de estudio en PVSYST. Fuente: Elaboración propia.

Este análisis se basó en la división del agua sur de la cubierta en estudio, en seis diferentes secciones, que pueden apreciarse en la figura 32. Se simula la afectación por sombras en cada una de las secciones, lo cual permite tomar la decisión del área con menor efecto por sombra debida a obstáculos cercanos. A priori, se descarta la zona 3 superior e inferior, debido a que la utilización de esta área, representaría mayor longitud de la tubería del circuito hidráulico primario.

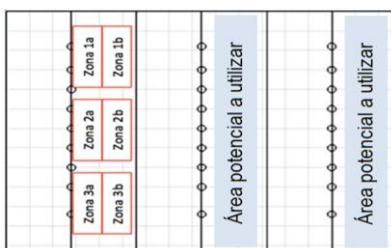


Figura 32: Zonificación de agua sur norte analizada por efecto de sombreado.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de sombras para las zonas 1a, 1b, 2a, y 2b en solsticio de verano (21 de junio) e invierno (21 de diciembre). En las figuras 33-36 se evidencian las perdidas lineales de sombreado en el campo. Las horas de afectación oscilan alrededor de las 6:00 am y las 4:00 pm, debido a la puesta y salida del sol y a cómo afecta la altura de la estructura y los extractores en las cumbreras. Las tablas 17-20, también confirman que la mejor zona debido al poco sombreado es la zona 1-a, con los factores sombreado lineal más bajos, tanto difuso de 0.023 y por albedo de 0.701.

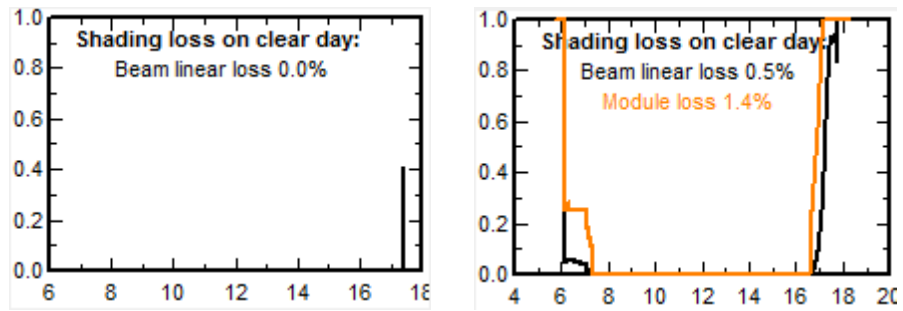


Figura 33: Gráficas de pérdidas por sombreo en solsticio de invierno(izq) y verano(der) para zona 1A

Tabla 17: Tabla de factor de sombreo lineal Zona 1a

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.100	0.035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.061	0.100
30°	0.280	0.176	0.103	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.206	0.332	0.280	
20°	0.460	0.179	0.198	0.097	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.317	0.396	0.338	0.460	
10°	Atrás	0.183	0.293	0.194	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.011	0.633	0.586	0.344	Atrás	
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.701	1.000	1.000	0.969	0.579	0.000	0.022	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	

Factor de sombreo para difuso: 0.023 y para albedo: 0.701

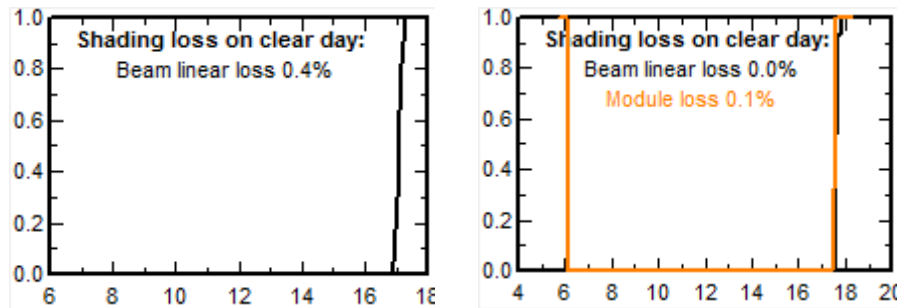


Figura 34: Gráficas de pérdidas por sombreo en solsticio de invierno(izq) y verano(der) para zona 1b

Tabla 18: Tabla de factor de sombreo lineal Zona 1b

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.169	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.411	0.338	0.000
10°	Atrás	0.338	0.015	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.493	0.767	0.678	0.465	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.822	0.677	Atrás
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.015	0.655	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	

Factor de sombreo para difuso: 0.042 y para albedo: 0.875

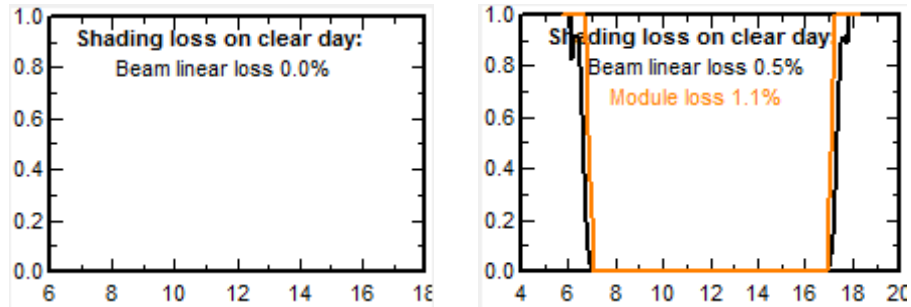


Figura 35: Gráficas de pérdidas por sombreado en solsticio de invierno(izq) y verano(der) para zona 2a

Tabla 19: Tabla de factor de sombreado lineal Zona 2a

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.124	0.049	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.049	0.124
30°	0.385	0.334	0.191	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.191	0.334	0.385	
20°	0.646	0.341	0.434	0.318	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.318	0.433	0.341	0.646	
10°	Atrás	0.348	0.677	0.636	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.636	0.676	0.349	Atrás	
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.003	0.000	0.000	0.999	1.000	1.000	1.000	0.999	0.007	0.000	0.003	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	

Factor de sombreado para difuso: 0.029 y para albedo: 0.863

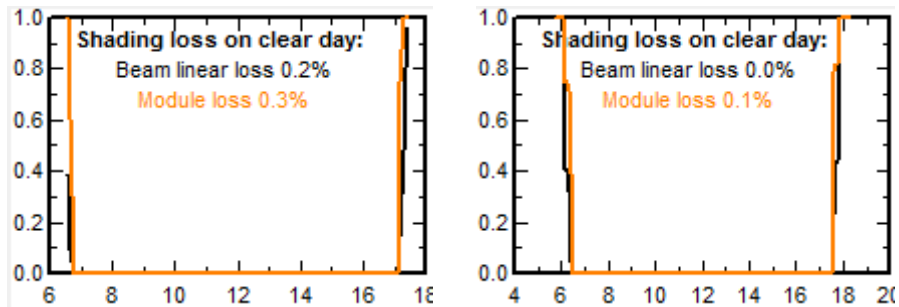


Figura 36: Gráficas de pérdidas por sombreado en solsticio de invierno(izq) y verano(der) para zona 2b

Tabla 20: Tabla de factor de sombreado lineal Zona 2b

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.346	0.392	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.392	0.346	0.000	
10°	Atrás	0.692	0.785	0.000	0.000	0.000	0.000	0.379	0.621	0.747	0.621	0.312	0.000	0.000	0.000	0.000	0.784	0.691	Atrás	
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.000	0.000	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	

Factor de sombreado para difuso: 0.048 y para albedo: 0.978

Sistema de soporte del campo colector

El sistema de soporte para el campo de colectores será de tipo coplanar, paralelo al perfil del techo, manteniendo la inclinación y orientación de la cubierta. Esto se debe a que una inclinación diferente a la de la cubierta existente (20 grados) no tiene ningún efecto en mejorar la captación de irradiación solar.

El sistema de soporte de una instalación solar térmica consiste en dos partes principales, el sistema de fijación y el sistema de apoyo. La fijación es entre el perfil de riel que soporta y asegura los colectores y el techo. Esto se logra a través de un accesorio en L que es sostenido con un tornillo, arandela y una capa impermeabilizante. El sistema de apoyo, es el que conecta al riel y los colectores, esta emplea un accesorio de seguridad para abrazar el colector en al menos cuatro puntos.

El sistema de soporte a utilizar es para cubierta inclinada, también denominados *flush-mount* por su nombre en inglés. El material del sistema y sus accesorios deben ser de acero galvanizado en caliente, aluminio o un material que asegure la durabilidad a intemperie. Los rieles se colocan longitudinales al agua del techo, en paralelo a la cumbrera para que el montaje de cada colector en la batería sea en vertical.

Este sistema resistirá las cargas de viento del sitio, y debe ser diseñado para un sitio propenso a sismos. Adicionalmente, en la instalación se debe asegurar una colocación de forma que no afecte el movimiento del colector por un esfuerzo de dilatación del material. La cubierta existente es de fibrocemento y ya deteriorada por antigüedad, por lo cual se recomienda el cambio al menos del área del campo de colectores más un área adecuada para caminantes en la etapa de operación, en general es ideal cambiar a una lámina metálica, por ejemplo, una aleación de zinc y aluminio de perfil trapezoidal y de un calibre 24 para reducir deformaciones.

Las siguientes figuras se toman en coherencia a las instalaciones de montaje del fabricante para soporte en techos metálicos de perfil trapezoidal o similar inclinado, el cual es muy común en cubiertas de tipo industrial en El Salvador. La figura 37 muestra el posicionamiento de los rieles para configurar los colectores en vertical en una fila de conexionado en paralelo.

El fabricante también recomienda el tipo de perfil indicado en la figura 38. Para que sujete correctamente con un accesorio de abrazadera al lateral del colector y para que sea compatible con la L o accesorio de fijación similar a la cubierta metálica, la cual se muestra su forma de instalación en la figura 39. Se recomienda antes de la instalación del sistema solar térmico, seguir a detalle las indicaciones del fabricante en su guía *“Installation, Operations and Service*

Instructions” de Viessman. Esta detalla todos los accesorios necesarios y paso a paso la forma de instalar el campo de colectores.

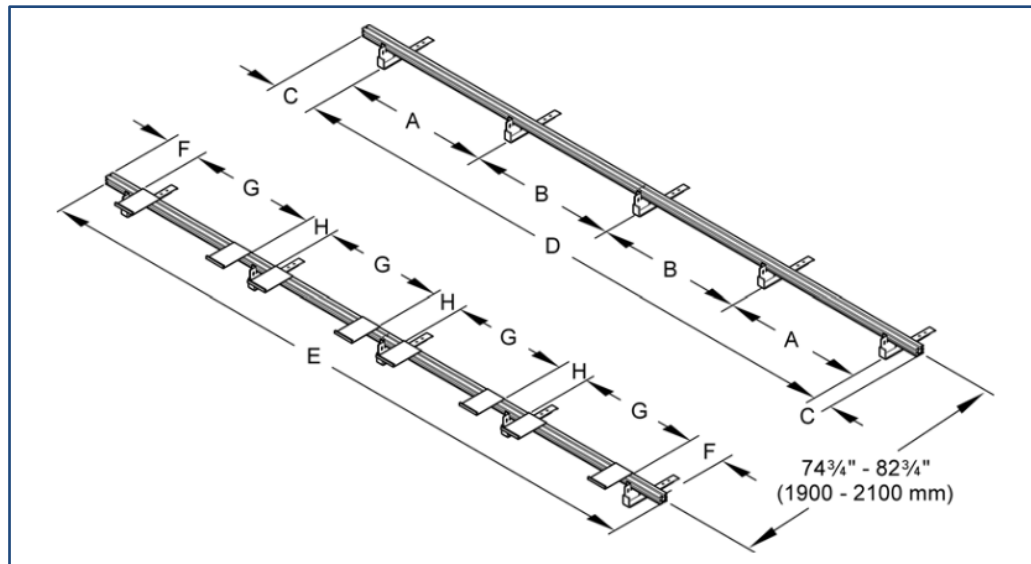


Figura 37: Configuración del fabricante para montaje de colectores planos en vertical en cubierta inclinada

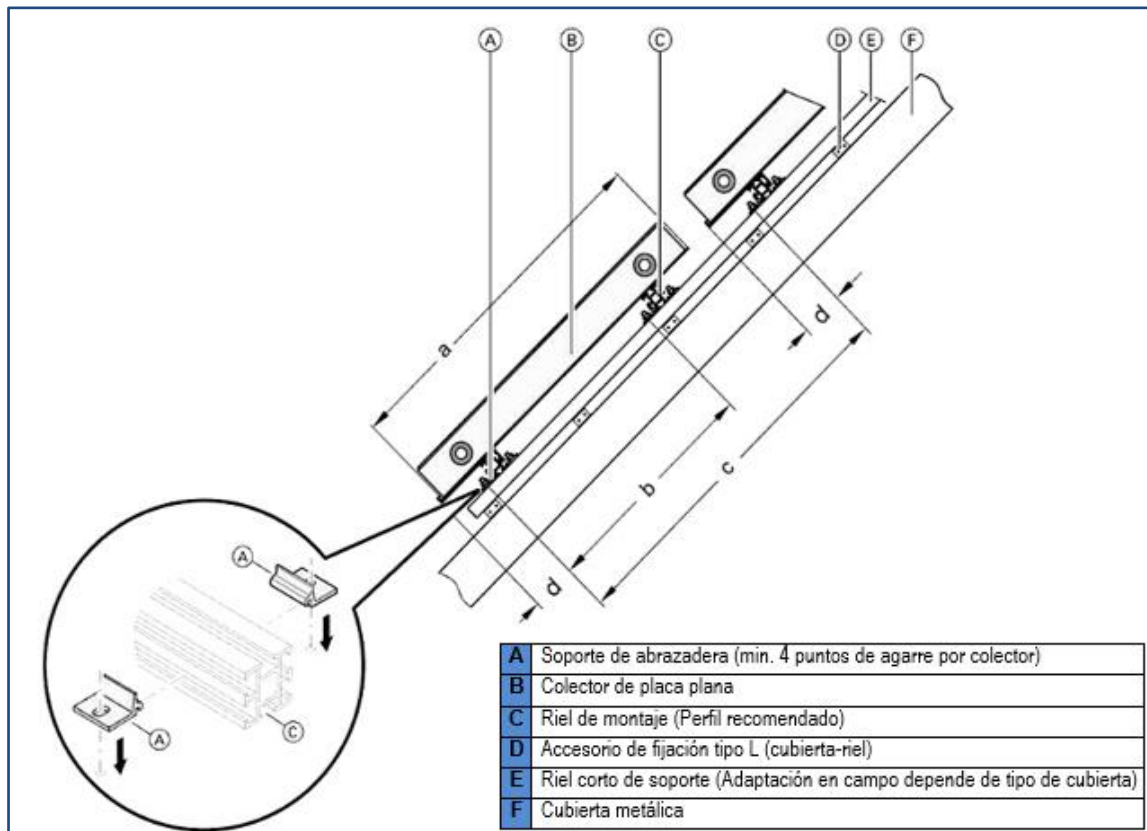


Figura 38: Sistema de montaje recomendado por fabricante para cubierta inclinada



Figura 39: Ejemplo de instalación L impermeabilización anclada a polín encajuelado para cubierta metálica

Disipador de calor

Para evitar el sobrecalentamiento del campo colector y el acumulador, será necesaria la instalación de un disipador de calor en el circuito hidráulico del sistema solar. El sistema de control considerará la actuación de una válvula motorizada para desviar el fluido calor portador hacia el disipador, en caso se alcance el límite de la temperatura máxima a la salida del campo colector.

El disipador de calor a instalar, debe ser capaz de disipar el calor necesario para asegurar que, en todo momento, la temperatura del agua a la salida de los colectores no sobrepase los 90°C. El cálculo de la potencia de disipación, puede realizarse por dos metodologías; en función del flujo másico y calor específico del fluido calorportador y en función de la radiación incidente en el campo colector. A continuación, se desarrollan ambos cálculos.

- a) En función del flujo másico y calor específico del fluido calorportador

$$P_{aer} = \dot{m} c_p \Delta T$$

Donde:

P_{aer} = Potencia del disipador de calor

\dot{m} = Caudal másico que circula por el disipador

ΔT = Salto térmico en el disipador

El salto térmico que suele utilizarse para este caso es de 10 o 20°C. Para la conexión del campo colector propuesto, el flujo másico total por el sistema hidráulico es de 0.258 kg/s (correspondientes a 928 l/h). Utilizando el calor específico del agua, la potencia de disipación resultante es de 10.8kW

b) En función de la radiación incidente en el campo colector

$$P_{aer} = N \eta S_{ap} G_{solar}$$

Donde:

N = Cantidad de colectores

η = Eficiencia de los colectores a 90°C (Salto térmico de 60°C)

S_{ap} = Superficie de apertura del colector

G_{solar} = Radiación solar global

La radiación solar global considerada es de 1000 W/m². El diseño propuesto consta de diez colectores. La eficiencia y superficie de apertura son tomadas de los datos técnicos del captador solar seleccionado. La potencia de disipación resultante es de 12.08 kW.

Al ser más restrictivo el cálculo realizado con el área de apertura, se selecciona un disipador dinámico con capacidad de disipación superior a los 12.08 kW. En la tabla 21 se presentan los datos técnicos del disipador de calor propuesto.

Tabla 21: Características técnicas del disipador dinámico propuesto

Modelo	Escosol BD 16
Q agua	1200 l/h
T° entrada	90°C
T° salida	77.19 °C
Pérdida de carga	0.27 m.c.a.
Potencia ventilador	140 W a 220V
Dimensiones	200x500x600 mm
Ø de conexiones hidráulicas	1"

Circuito hidráulico de carga

Fluido calor portador

Al ubicarse el proyecto en una zona de clima tropical, no se observan mínimos de temperatura extremos, por lo que puede prescindirse del uso de refrigerantes para reducir el punto de congelación del agua. Por lo anterior, se propone como fluido calorportador del circuito solar, el agua suavizada.

Caudal del circuito primario

De acuerdo a datos del fabricante, el caudal mínimo admisible de los colectores solares es de 15 l/h. Sin embargo, el fabricante recomienda dos caudales de operación del circuito primario, dependiendo de si el área de captación es superior o inferior a los 25 m². Para los sistemas de

menos de 25m² de área de apertura, se recomienda que el caudal del circuito primario sea de 40 l/h, esto para permitir una mayor eficiencia al reducir el salto térmico en el campo colector. Cuando el área de apertura es mayor a los 25m², es recomendable que el caudal sea de 15 l/h, permitiendo que se reduzca la velocidad y potencia de la bomba y los diámetros de tuberías, minimizando el área y pérdida de calor en las mismas.

La dimensión del área de captación del sistema propuesto, se encuentra en el límite de los 25m², por lo que pudiera operar en ambos modos sugeridos por el fabricante. Sin embargo, se selecciona el caudal de operación de 40 l/h por m² de área de apertura, ya que es recomendable seleccionar caudales por encima del óptimo, pues para caudales inferiores a este, la reducción de eficiencia del sistema es drástica, mientras que para caudales superiores, la eficiencia cae lentamente, debido al incremento de las pérdidas térmicas en las tuberías (MINENERGIA / GEF / PNUD / CDT, 2010)

El caudal de la tubería principal del circuito primario es entonces:

$$q_{prim} = 40 \frac{l}{h - m^2} \times N \times S_{ap}$$

Donde:

q_{prim} = Caudal del circuito primario

N = Cantidad de colectores en paralelo

S_{ap} = Superficie de apertura de cada colector

$$q_{prim} = 40 \frac{l}{h - m^2} \times 10 \times 2.33 \text{ m}^2 = 932 \frac{l}{h}$$

Diámetro de la tubería del circuito primario

Para minimizar la pérdida de carga en el circuito primario, el diámetro de las tuberías debe ser tal que la velocidad del flujo en las mismas no sobrepase 1 m/s, siendo recomendable que se mantenga entre 0.40 y 0.70 m/s. Para minimizar las pérdidas térmicas, el diámetro debe ser el mínimo posible que cumpla con el requerimiento de velocidad, ya que con esto se reduce la superficie de transferencia de calor y por consiguiente, las pérdidas térmicas.

El rango del diámetro de la tubería de alimentación principal del campo colector, necesario para cumplir con el criterio anterior, puede determinarse mediante la ecuación de continuidad, como sigue:

$$q = v \cdot \frac{\pi \phi^2}{4}$$

Donde:

q = Caudal que circula por la tubería

v = Velocidad del flujo en la tubería

ϕ = Diámetro interno de la tubería

Despejando la ecuación para ϕ y resolviendo, se tiene que el diámetro interno de la tubería debe encontrarse en el rango:

$$2.17 \text{ cm} < \phi < 2.87 \text{ cm}$$

Para el circuito de carga de sistemas solares directos, se recomienda el uso de cobre o acero inoxidable, para minimizar el riesgo de corrosión e incrustaciones en las tuberías.

De acuerdo a la norma UNE-EN 1057, los diámetros exteriores nominales para tuberías de cobre en aplicaciones de calefacción, que cumplen con el diámetro interno requerido, son los que se detallan en la tabla 22.

Tabla 22: Diámetros normalizados de tuberías de cobre para ACS

Diámetro exterior [mm]	Espesor [mm]	Diámetro interior [mm]
28	0.9	26.2
28	1	26
28	1.2	25.6
28	1.5	25

Inicialmente, se selecciona la tubería de cobre con paredes de espesor de 1 mm y diámetro interno de 26 mm. Sin embargo, es necesario realizar verificaciones adicionales relacionadas con la pérdida de carga resultante con las propiedades del fluido calorportador, caudal de circuito primario y diámetro de la tubería seleccionada.

Se recomienda que la pérdida de carga lineal en el circuito de carga, sea inferior a los 40 mm.c.a/m. Para realizar una verificación rápida del cumplimiento de este criterio, se procede a aplicar la ecuación de Flamant para tubos lisos de cobre, de la que se obtiene la pérdida de presión en la tubería.

$$\Delta P_{Tubería} = 378 \frac{Q^{1.75}}{D^{4.75}}$$

Donde:

$\Delta P_{Tubería}$ = Pérdida de carga en la tubería

Q = Caudal de fluido calorportador

D = Diámetro de la tubería

Resolviendo para un caudal de 932 l/h y diámetro interno de 26 mm, la pérdida de carga resultante es de 11.29 mm.c.a. por metro lineal de tubería, lo cual cumple con la pérdida máxima requerida.

Aislamiento circuito primario

Para minimizar las pérdidas de calor en una instalación solar térmica, es necesario que toda la red hidráulica se encuentre debidamente aislada. El aislamiento que se considere, debe cubrir completamente tuberías y accesorios. Si las tuberías se encuentran a la intemperie, será necesario que el aislamiento de las mismas cuente con un revestimiento que le proteja de los efectos climatológicos.

De acuerdo a la normativa chilena, el espesor mínimo del aislamiento de tuberías de acarreo de agua caliente situadas a la intemperie, debe ser igual al diámetro de la tubería. Para tuberías instaladas en ambientes interiores, el espesor mínimo requerido es del 75% del diámetro nominal de la tubería. La conductividad térmica de referencia del aislante es 0.04 W/m-K (MINENERGIA / GEF / PNUD / CDT, 2010).

Para verificar que esto se cumpla aun con materiales aislantes de conductividad térmica distinta a la de referencia, el espesor mínimo del aislamiento para tuberías instaladas a la intemperie, se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$e_{min} \geq d \times \frac{\lambda}{0.04}$$

Donde:

e_{min} = Espesor mínimo de aislamiento en [mm]

d = Diametro de la tubería en [mm]

λ = Conductividad térmica del material en $\left[\frac{W}{m K}\right]$

Por su parte, la normativa española brinda tablas de referencia para obtener el espesor de aislamiento mínimo en función del rango de temperatura del fluido de trabajo, el diámetro de la tubería y de si la tubería se encuentra instalada al interior o exterior del edificio. La tabla para tuberías instaladas en el exterior, se presenta a continuación.

Tabla 23: Tabla de referencia para cálculo de espesor mínimo de aislamiento para exteriores

Diámetro exterior [mm]	Temperatura máxima del fluido [°C]		
	40 - 60	>60-100	>100-180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 \leq D \leq 60$	40	40	50
$60 \leq D \leq 90$	40	40	50
$90 \leq D \leq 140$	40	50	60

Fuente: Reglamento de Instalaciones térmicas en los edificios, España 2007

Se evalúa el uso de espuma elastomérica como aislante, ya que su rango de temperatura de trabajo óptimo es de entre -40 a 115°C y su conductividad térmica es 0.035 W/m-K.

Para seleccionar el diámetro de aislamiento óptimo, se evalúa el resultado aplicando las dos normativas referenciadas, pero adicionalmente se calcula la eficiencia del aislamiento con el programa 3E Plus. Los tres cálculos se presentan a continuación:

- De acuerdo a la normativa chilena, con el diámetro de tubería que se ha seleccionado y tomando la conductividad térmica de la espuma elastomérica, el espesor mínimo de la tubería vendría dado por:

$$e_{min} \geq 28 \times \frac{0.035}{0.040}$$

$$e_{min} \geq 24.5 \text{ mm}$$

- De acuerdo a la normativa española, para un rango de temperatura del fluido de entre 60 y 100°C y un diámetro externo de la tubería inferior a 35 mm, el espesor mínimo del aislamiento es del 100% del diámetro de la tubería.
- En el programa 3E Plus, se calculó la tabla de pérdidas horarias y eficiencia del aislamiento en función de su diámetro, para una tubería de 28 mm con temperatura del proceso de 60°C y temperatura ambiente igual a 28°C. La tabla resultante se presenta a continuación:

Tabla 24: Evaluación de eficiencia para diferentes espesores de aislamiento

Espesor aislamiento [mm]	Temperatura de la superficie [°C]	Perdida térmica [W/m]	Eficiencia [%]
-	60	40.21	-
15	38.8	9.86	75.48
25	34.4	7.15	82.23
40	32.7	6.04	84.99
50	31.6	5.33	86.74

De la tabla se observa que el ahorro energético incremental entre el uso de un aislamiento con espesor de 25 mm y de 40 mm es de 2.75%, por lo que la metodología para el cálculo del aislamiento que más se aproxima al óptimo para nuestras condiciones climatológicas, es la utilizada en Chile.

El aislamiento seleccionado para las tuberías del circuito solar o de carga, es espuma elastomérica con un espesor de 25 mm y recubrimiento de caucho EPDM.

Perdidas de carga en el circuito hidráulico de carga

Es necesario instalar una bomba en el circuito de carga, capaz de vencer las pérdidas de presión en los diferentes equipos hidráulicos y tuberías. Para el dimensionamiento de la bomba, deberá considerarse la caída de presión en el campo de colectores, en el circuito hidráulico de carga y en el acumulador. A continuación, se detallan los cálculos de las diferentes pérdidas de presión a considerar:

Caída de presión en el campo colector: La caída de presión en la batería de colectores, al estar conectados en paralelo, es equivalente a la caída de presión en un colector. El flujo total a través de cada colector es de 1.55 l/min, por lo que la caída de presión en la batería de colectores, de acuerdo al diagrama presentado por el fabricante cuando el fluido calorportador es agua, es de 200 mbar equivalentes a 2 m.c.a.

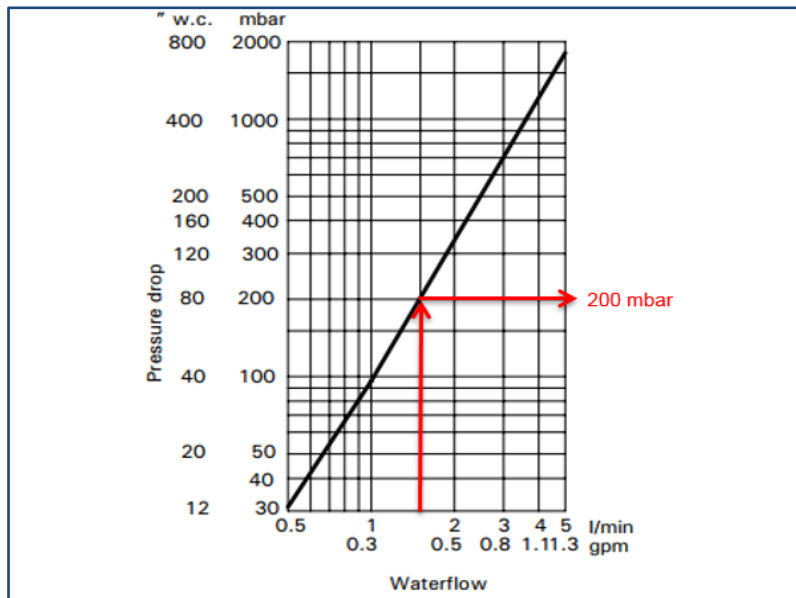


Figura 40: Caída de presión en la batería de colectores solares

Caída de presión en las tuberías y accesorios: Como se mencionó en la sección “Diámetro de la tubería del circuito primario”, la pérdida de carga unitaria es de 11.29 mm.c.a. por cada metro lineal de tubería de cobre, totalizando una caída de presión de 919.79 mm.c.a. en la longitud total de 81.47 m.

Para evaluar la pérdida de carga en los accesorios, se utilizó el método de las 3K. En este método, el valor de K utilizado para el cálculo de la pérdida de carga en cada tipo de accesorio, está definido en función de los tres coeficientes K correspondientes a la geometría de dicho accesorio, con la siguiente fórmula:

$$K = \frac{K_1}{Re} + K_\alpha \left(1 + \frac{K_d}{D_n^{0.3}} \right)$$

Los coeficientes K para los accesorios de interés, se presentan en la tabla 25. Además, en la columna derecha de dicha tabla se muestra el resultado de la aplicación de la ecuación anterior, utilizando el número de Reynolds del flujo a través del circuito primario.

Tabla 25: Factor K para diferentes accesorios – Método 3K

Accesorio	K1	K α	Kd [mm ^{0.3}]	K
Codo 90°	800	0.14	10.6	0.73
Codo 45°	500	0.071	11.1	0.39
Accesorio en T "Run-through"	200	0.091	10.6	0.46
Accesorio en T "Through-branch as an Elbow"	500	0.274	10.6	1.39
Válvula de esfera	300	0.017	10.6	0.10
Válvula Check	1500	0.46	10.6	2.35

Ya contando con el valor de K para cada accesorio, se procede a calcular su pérdida de carga mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$h_L = K \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

h_L = Pérdida de carga en los accesorios

K = Factor calculado para cada accesorio con el método 3K

g = Aceleración de la gravedad

En la tabla 26 se muestra el detalle de los accesorios empleados en el circuito hidráulico de carga, así como el cálculo de la pérdida de carga total y el porcentaje respecto a las pérdidas en la tubería. Como puede observarse, la pérdida en accesorios representa el 45% de la pérdida en tramos lineales de tubería.

Tabla 26: Pérdidas en accesorios de tubería hidráulica de carga

Accesorio	Cantidad	ΔP [mm.c.a.]
Codo 90°	31	274
Codo 45°	4	19
Accesorio en T "Run-through"	5	28
Válvula de esfera	7	8
Válvula Check	2	57
Válvula de 3 vías	3	26
Total Accesorios [mm.c.a.]		411
Pérdida de carga en tubería		920
% $\Delta p_{\text{accesorios}}/T_{\text{tubería}}$		44.7%

La pérdida de carga total, considerando tubería, accesorios y colectores solares, es de 3.331 m.c.a. equivalente a 333 mbar.

Bomba de impulsión del circuito hidráulico de carga

Los parámetros a tomar en cuenta para la selección de la bomba de impulsión del circuito de carga son la pérdida de carga en las tuberías y el caudal de trabajo. La bomba de impulsión deberá ser seleccionada de manera tal que el caudal y la pérdida de carga de diseño se encuentren en la zona de rendimiento óptimo especificado por el fabricante. Otras características que son requeridas en el equipo de bombeo seleccionado son la resistencia a la corrosión y que pueda trabajar con la presión máxima del circuito de carga.

Los parámetros utilizados para la selección de la bomba son un caudal de 932 l/h y caída de presión de 333.1 mbar. Ambos parámetros han sido calculados en secciones anteriores.

A partir de los datos de caudal y pérdida de presión puede calcularse la potencia teórica de la bomba, a la que habrá que ajustar en función del factor de eficiencia. Ya para la selección de la bomba se toman en cuenta las curvas de fabricante. La potencia se calcula como sigue:

$$P = Q \times \Delta P$$

Donde:

$$\begin{aligned} P &= \text{Potencia eléctrica de la bomba [W]} \\ \Delta P &= \text{Pérdida de carga en la instalación [Pa]} \\ Q &= \text{Caudal} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \end{aligned}$$

Al evaluar el caudal y caída de presión de diseño, se obtiene la potencia de bombeo teórica siguiente:

$$P = 0.00025889 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \times 33310 \text{ [Pa]} = 8.62 \text{ W}$$

En la figura 41 se presentan las curvas de rendimiento de los diferentes modelos de la gama Alpha2 de bombas para ACS GRUNDFOS. Como se observa en la figura, para el caudal y pérdida de carga de interés, el modelo adecuado es Alpha2 XX-50.

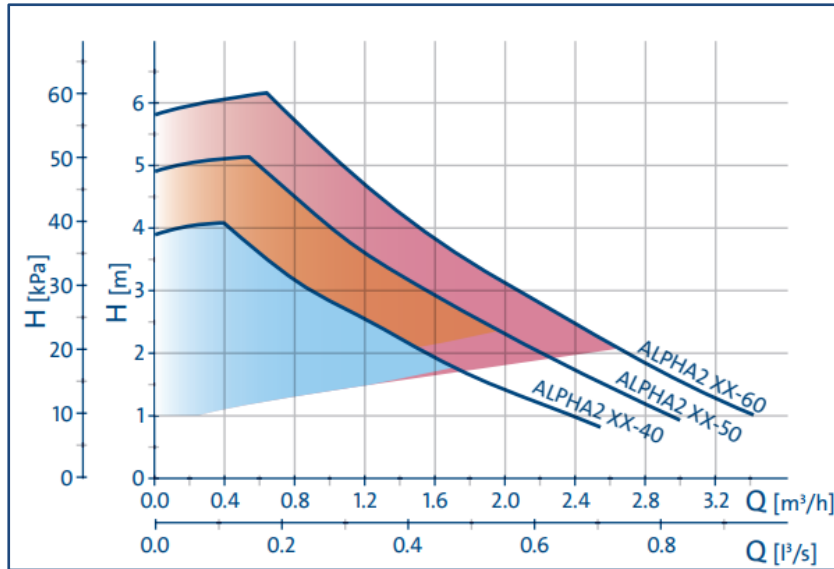


Figura 41: Curva de rendimiento de bombas para selección de modelo

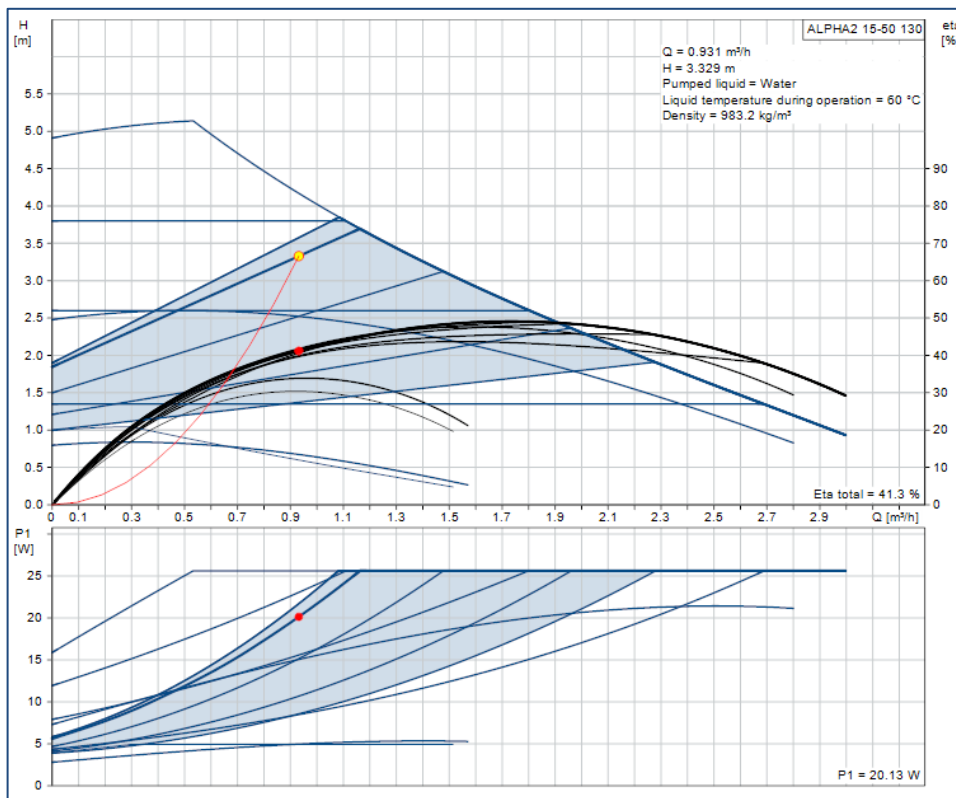


Figura 42: Curva de rendimiento de bombas para selección de modelo

Por las demás características de conexión de la bomba, se selecciona el modelo Alpha2 15-40 130, cuya curva de rendimiento y punto de trabajo se representa en la figura 42. Las características técnicas del equipo seleccionado se presentan en la tabla 27. Como puede observarse, la bomba seleccionada incorpora regulador de velocidad

Tabla 27: Características técnicas de la bomba del circuito de carga

Modelo	Alpha2 15-50 130
Tipo de bomba	Rotor encapsulado
Máxima presión de operación	10 bar
Temperatura admisible del fluido de trabajo	2-110 °C
Ø de conexiones	1"
Potencia eléctrica de entrada	3-26 W
Frecuencia de alimentación	60Hz
Longitud puerto a puerto	130 mm
Material de carcasa	Hierro fundido

Para facilitar la ejecución de tareas de mantenimiento, es necesario instalar válvulas de corte antes y después de la bomba. Además, se considera la instalación en paralelo de un termómetro y un manómetro, para conocer el salto de temperatura y la presión diferencial que se produce por el equipo de bombeo.

Para garantizar la continuidad del sistema, se instalan dos bombas en paralelo, teniéndose la segunda a modo de reserva. Tomando en cuenta las recomendaciones anteriores, el diagrama de conexión del sistema de bombeo queda como se muestra en la figura 43.

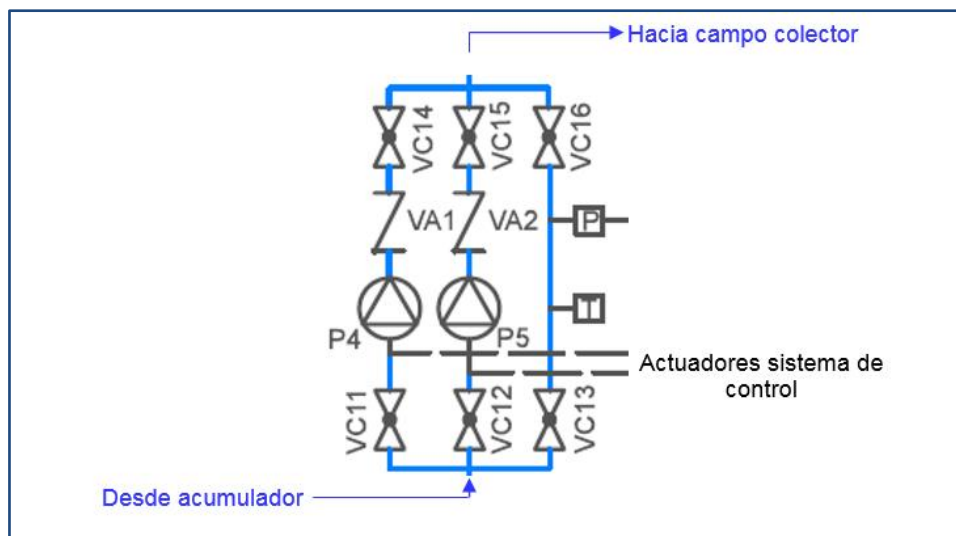


Figura 43: Diagrama de conexión de bombas de circuito hidráulico de carga

Sistema de acumulación

La selección del volumen de acumulación de un sistema solar térmico, depende principalmente de la fracción solar requerida y de la correlación entre los perfiles de radiación solar y de demanda. Es importante seleccionar un volumen de almacenamiento específico

adecuado para cada aplicación, ya que cuando este es muy pequeño, se reduce la capacidad de almacenamiento de la energía térmica colectada, derivando en mayores temperaturas en el circuito de carga, que implican una reducción en la eficiencia de los colectores. Si, al contrario, el volumen específico de almacenamiento es muy grande, en períodos de baja irradiación no se logra elevar la temperatura al nivel requerido para el proceso y se incurre en una operación ineficiente del sistema de apoyo.

Para la construcción de los nomogramas utilizados para el dimensionamiento del campo colector, mismos que se presentan en las figuras 25 y 26, se consideraron volúmenes de acumulación específicos de entre 10 y 70 l/m² de área de apertura. En dichos nomogramas, se observa que el rendimiento anual y fracción solar son significativamente mayores para 50 l/m², que para 10 o 30 l/m². Sin embargo, no se observa un incremento pronunciado de ambas variables entre las curvas correspondientes a volúmenes de acumulación de 50 y 70 l/m².

Generalmente, para aplicaciones de baja temperatura, se recomienda que el volumen de acumulación específico sea de al menos 50 l/m² de área de apertura. Por lo anterior, el depósito acumulador a utilizar, debe cumplir con:

$$V_{ac} \geq 50 \frac{l}{m^2} \times 23.3 m^2$$
$$V_{ac} \geq 1,165 l$$

Se considera que no es necesario seleccionar volúmenes de acumulación específicos mayores a los 50 l/m² ya que, como se ha mencionado, esto no deriva en un incremento significativo del rendimiento anual del sistema. Además, la planta opera las 24 horas del día durante la mayor parte del tiempo, siendo poco frecuentes las paradas completas del sistema de vapor y las horas de máxima demanda son también las de mayor disponibilidad de radiación solar.

Como se ha mencionado, tanto el circuito de carga como el de descarga del acumulador son directos, por lo que, para la selección del depósito de acumulación, se considerará que este cuente con dimensiones y características tales que se favorezca la estratificación térmica. Algunas de las características deseables del acumulador se detallan a continuación:

- La tubería de agua caliente del circuito de carga debe localizarse a una altura comprendida entre el 50% y el 75% de la altura total del acumulador. De esta forma, si el agua está más caliente que la del acumulador se irá hacia arriba, pero si está más fría se irá hacia abajo y no moverá el volumen más caliente de la parte superior.
- La alimentación de agua fría debe ubicarse a una altura no superior al 10% de la altura total del acumulador y debe contar con un difusor para reducir la velocidad residual del fluido al entrar al acumulador.

- El agua caliente que se extraiga para el circuito de descarga, se tomará de una altura superior al 90% de la altura total del acumulador.

En la tabla 28 se presentan los datos técnicos del depósito acumulador seleccionado, que cumple con las características antes descritas.

Tabla 28: Características técnicas del depósito acumulador seleccionado

Marca y modelo	Coballes C20
Volumen	1500 l
Temperatura máxima de trabajo	90 °C
Presión máxima de trabajo	8 bar
Altura con aislamiento	2490 mm
Diámetro con aislamiento	1110 mm
Peso vacío	249 kg
Aislante	Espuma de poliuretano inyectado
Material	Acero inoxidable dúplex 2205

Todas las conexiones hidráulicas al tanque de almacenamiento consideran válvulas de corte, para hacer factible aislar el equipo y realizar tareas de mantenimiento. En la figura 44 se presenta un diagrama de conexión del depósito acumulador.

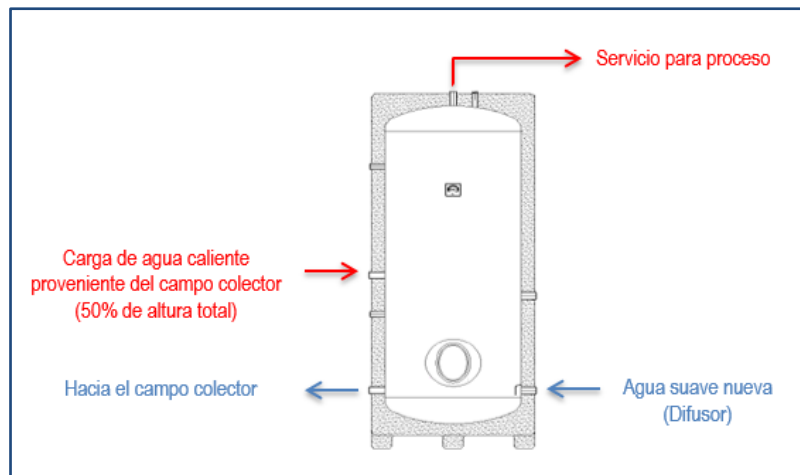


Figura 44: Diagrama de conexión de depósito acumulador

Vasos de expansión

La instalación de un vaso de expansión en el circuito hidráulico primario es indispensable, ya que con él se absorben las variaciones de volumen y presión producidas por las variaciones de temperatura del fluido calorportador. Es recomendable utilizar vasos de expansión cerrados, ya que la instalación es presurizada y para minimizar pérdidas del fluido calorportador.

El volumen del vaso de expansión debe ser capaz de almacenar la variación de volumen de agua en los períodos de máxima temperatura, sin que la presión en el sistema exceda la de diseño y de mantener la presión mínima en períodos en los que la temperatura del fluido calorportador sea baja.

Es recomendable que la conexión del vaso de expansión se realice en la aspiración de la bomba, para evitar la cavitación por baja presión. Para el diseño propuesto, además de la instalación de un vaso de expansión principal en la aspiración de la bomba, se considerará la instalación de un vaso adicional entre la última válvula antirretorno del circuito hidráulico de carga y la entrada de los colectores solares, con el propósito de tener una conexión tipo “U invertida”, para que ante eventos de vaporización del fluido calorportador por altas temperaturas, se asegure que más líquido nuevo no entra en los colectores evitando así la generación vapor adicional y limitando el incremento de presión en el sistema.

En el proceso de dimensionamiento de ambos vasos de expansión, deben tomarse en cuenta algunos parámetros de la instalación como el volumen de agua contenido en el circuito hidráulico, la variación de temperatura y el rango de presión mínima y máxima en que debe mantenerse el circuito.

Para el cálculo del volumen total de agua contenido en el circuito hidráulico se considera el tanque de almacenamiento, la red de tuberías y los colectores solares. Un detalle de los volúmenes considerados por equipo se presenta en la tabla 29.

Tabla 29: Volumen de agua suave contenido en los equipos

Equipo	Volumen [l]
Captadores	18.30
Tubería	31.86
Acumulador	1500
Volumen total	1550.16

La temperatura máxima a considerar para el dimensionamiento del vaso de expansión será de 90°C pues aunque la temperatura de impulsión de diseño es 60°C, en períodos de baja demanda y alta radiación pudiera llegarse hasta los 90°C. A partir de esta temperatura máxima se calcula el coeficiente de expansión con la siguiente ecuación, aplicable para un rango de temperatura de entre 30 y 210°C, para agua sin ningún aditivo.

$$C_e = (-2708.3 + 102.13T + 3.24T^2) \times 10^{-6}$$

$$C_e = 0.033$$

A partir de la presión mínima y máxima, se obtiene el coeficiente de presión que también influye directamente en el dimensionamiento del vaso de expansión. La presión mínima recomendada para un sistema con temperaturas inferiores a 90°C es de 0.2 bar, sin embargo, de acuerdo a datos del fabricante de la bomba de impulsión, la presión mínima en el punto de succión para circuitos a 90°C es de 0.3 bar por lo que se trabaja con este dato. Por su parte, la presión máxima se ve limitada por los colectores solares que admiten hasta 6 bar.

El coeficiente de presión se calcula como sigue:

$$C_p = \frac{P_M}{P_M - P_m} = 1.053$$

Donde:

C_p = coeficiente de presión

C_e = Coeficiente de expansión

T = Temperatura máxima del fluido

P_M = Presión máxima del circuito hidráulico

P_m = Presión mínima del circuito hidráulico

$$C_p = \frac{6}{6 - 0.3} = 1.053$$

Para asegurar que se mantenga la presión mínima en el circuito hidráulico aun en condiciones de baja temperatura, debe almacenarse cierta cantidad de fluido calorportador de reserva en el vaso de expansión. Este volumen de reserva deberá ser igual al volumen que se reduce en el circuito cuando la temperatura desciende hasta su mínimo valor. A continuación, se presenta el cálculo de este volumen mínimo.

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2}$$

$$\frac{V_1}{27.5^\circ\text{C} + 273.16} = \frac{1550.16 \text{ l}}{90^\circ\text{C} + 273.16}$$

$$V_1 = 1283.37 \text{ l}$$

Donde:

V_1, T_1 = Condiciones bajas de volumen y presión

V_2, T_2 = Condiciones máximas de volumen y presión

$$\Delta V = V_2 - V_1$$

$$\Delta V = 1500.16 - 1283.37 \text{ l} = 216.79 \text{ l}$$

Ya teniendo estos coeficientes y volúmenes, se procede a calcular el volumen del vaso de expansión. Por la particularidad de que se instalarán dos vasos de expansión en el circuito de carga, para el cálculo del vaso principal se considerará únicamente el volumen del circuito V_t y

el volumen mínimo V_{min} , mientras que para el segundo vaso de expansión (conectado entre la válvula antirretorno y la entrada del campo colector) se tomará en cuenta únicamente el volumen de fluido que puede vaporizarse, es decir, el volumen de los colectores. A continuación, se presentan ambos cálculos.

$$V_{ppal} = (V_t * C_e + V_{min}) * C_p$$

$$V_{ppal} = (1550.16 \text{ l} * 0.033 + 216.79 \text{ l}) * 1.053$$

$$V_{ppal} = 282.14 \text{ l}$$

$$V_{seg} = 1.1V_{vap} * C_p$$

$$V_{seg} = 1.1 (18.30 \text{ l}) * 1.053$$

$$V_{seg} = 21.19 \text{ l}$$

Donde:

V_{ppal} = Volumen del vaso de expansión principal
 V_{seg} = Volumen del vaso de expansión de seguridad

Las características técnicas de los vasos de expansión seleccionados se presentan en la tabla 30.

Tabla 30: Características técnicas de los vasos de expansión

Marca y modelo	Zilmet SOLAR - PLUS 25
Volumen	25 l
Diámetro	300 mm
Altura	392 mm
Presión máxima de trabajo	10 bar
Temperatura de operación	-10 a 110 °C
Presión de precarga	2.5 bar
Marca y modelo	Zilmet SOLAR - PLUS 300
Volumen	300 l
Diámetro	630 mm
Altura	1105 mm
Presión máxima de trabajo	10 bar
Temperatura de operación	-10 a 110 °C
Presión de precarga	2.5 bar

Cada vaso de expansión se conecta al sistema con una válvula de corte, válvula de seguridad y purgador de aire. El diagrama de conexión propuesto se presenta en la figura 45.

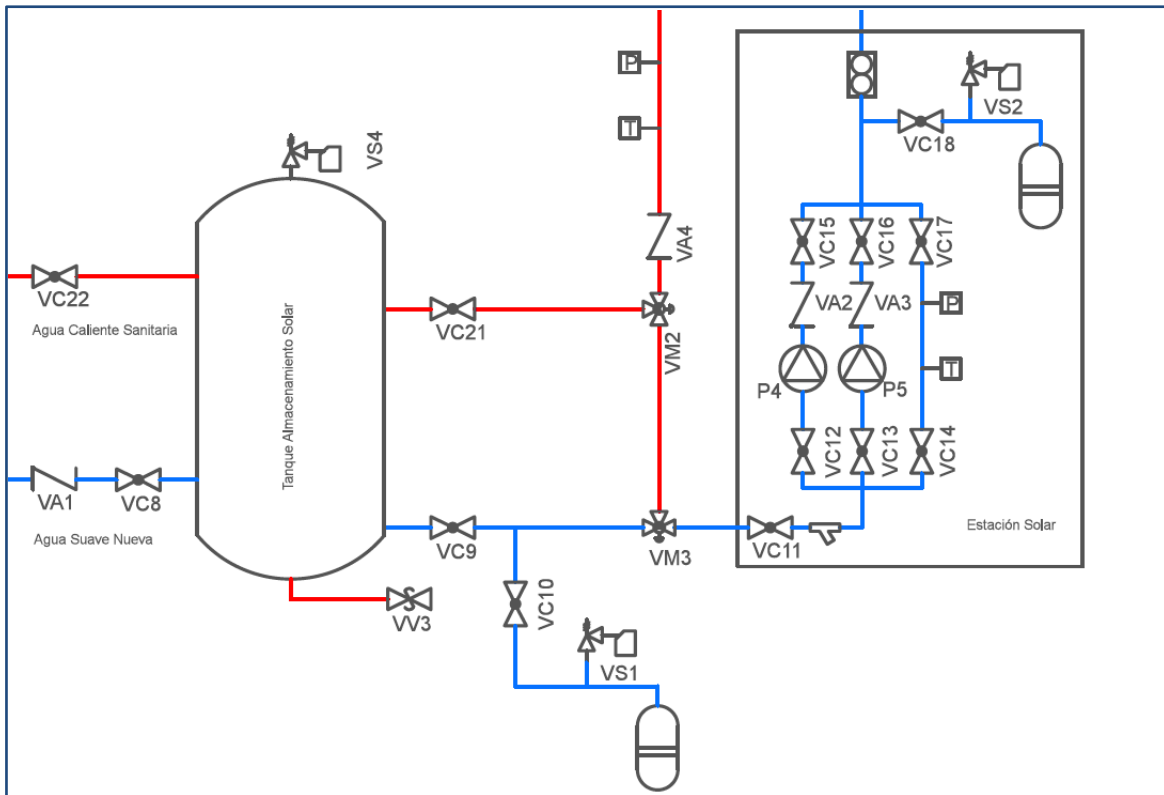


Figura 45: Diagrama de conexión de vasos de expansión.

Sistema de regulación y control

El sistema de control tiene como objetivo gestionar el correcto funcionamiento del sistema solar térmico y sus circuitos y proporcionar el máximo aprovechamiento de energía solar térmica posible, además actúa como sistema de protección y seguridad frente a factores como sobrecalentamiento, presiones anormales de trabajo y regulación durante la etapa de mantenimiento.

El tipo de control definido en las *Especificaciones Técnicas Uruguayas de Instalaciones Solares Térmicas* de la Dirección Nacional de Energía, se divide en las que establecen la función principal de calentamiento y las que establecen la función de protección.

Los equipos que son controlados en el sistema propuesto se detallan en la tabla 31. Los relevantes a la función de calentamiento son los equipos de bombeo a través de la lógica de control diferencial de temperatura. Los equipos relevantes a la función de protección son las válvulas de tres vías motorizadas y el equipo disipador de calor en el circuito primario.

Tabla 31: Lista de equipos regulados por el sistema de control.

Código	Descripción	Ubicación	Lógica de Control
P5	Bomba	Circuito Primario - circuito de carga campo colectores	$\Delta T \leq 2^{\circ}\text{C} = \text{"OFF"}; \Delta T \geq 5^{\circ}\text{C} = \text{"ON"};$ $\text{SP1} < \text{Presión min. de trabajo} = \text{"OFF"}$
P6	Bomba	Circuito Primario - circuito de carga campo colectores	
VM1	Válvula motorizada de 3 vías	Circuito Primario - circuito de descarga a acumulador - disipador de calor	$\text{ST1} \geq 90 = \text{"OPEN"}; \text{ST1} \leq 85 = \text{"CLOSE"}$
VM2	Válvula motorizada de 3 vías	Circuito Primario - Bypass circuito de descarga a circuito de carga	$\text{ST3} \geq 90 = \text{"OPEN"}$
D1	Equipo Disipador de Calor	Circuito Primario - Después del campo de colectores	$\text{ST1} \geq 90 = \text{"ON"}; \text{ST1} \leq 85 = \text{"OFF"}$

* $\Delta T = \text{ST1}-\text{ST2}$

La ubicación de las sondas o sensores que toman los parámetros de referencia se presentan en la Tabla 32 y además pueden ser ubicadas con ayuda del diagrama esquemático del sistema en el Anexo 5: Planos. Los factores de riesgo se definen con los límites inferiores y superiores de temperatura y presión, tal como se desglosan en la lógica de control.

Tabla 32: Listado de sensores del sistema de control.

Código	Tipo	Ubicación
ST1	Temperatura	Salida del campo de colectores
ST2	Temperatura	Interior del acumulador - altura de 10%-30%
ST3	Temperatura	Interior del acumulador - altura superior a 80%
SP1	Presión	Estación de carga solar - Bomba principal

En relación a la lógica de control definida en la tabla 32, se enmarca según las *Especificaciones Técnicas Uruguayas de Instalaciones Solares Térmicas* al igual que el detalle de la función principal del sistema de control y regulación:

Función de control

La función de control de las bombas del sistema en el circuito primario será de tipo diferencial en función del cambio de temperatura en la salida de los colectores y el tanque acumulador.

En la función de control diferencial, la precisión del sistema y la regulación de los puntos de consigna asegura que la bomba este apagada a una diferencia de temperatura menor o igual a 2°C y estará encendida con una diferencia mayor a 5°C .

La ubicación de la sonda de temperatura a la salida de los colectores es en la parte interna y superior en contacto con el absorbedor o también se puede utilizar una vaina de inmersión en

la salida de los colectores. La ubicación de la sonda de temperatura en el acumulador es en la parte inferior a una altura entre el 10% y el 30% de su altura total.

Es recomendable también utilizar señalizaciones visibles de la ubicación de la alimentación del sistema y debe existir una señalización digital del encendido y apagado de las bombas en el sistema de control.

Función para protección a máxima temperatura del acumulador

Esta función se realiza a través de un sensor de temperatura, situado en la parte alta del acumulador solar. La función se cumple interrumpiendo la circulación en el circuito de carga con un sistema de válvulas de 3 vías al llegar a 90°C. Al no sobrepasar la temperatura máxima del circuito primario (100°C) el funcionamiento de la bomba de circulación continúa.

Es importante considerar que el límite de temperatura del acumulador es una reducción de las prestaciones de la instalación solar por lo cual la temperatura de consigna se establece como la más elevada posible para que esta función sea utilizada el menor tiempo posible.

Función de protección de máxima temperatura del circuito primario

El circuito primario tiene una temperatura máxima de 100°C y la función de protección se realiza para disipar el calor generado en exceso en los colectores, el sensor de temperatura a la salida del campo de colectores, permite la actuación de una válvula de tres vías que permite el paso del agua caliente por el dispositivo disipador que actúa simultáneamente. Esta función es subordinada a la función de protección del acumulador solar por temperatura máxima.

Función de protección de nivel presión del circuito primario

El circuito primario tiene un máximo nivel de presión de 6 bares y se regulará automáticamente a través de la válvula de regulación de presión después del sistema de bombeo. En la eventualidad de un nivel inferior al mínimo de presión del sistema, para evitar un funcionamiento en vacío la función de protección apagará el sistema de bombeo mientras esta llega al nivel adecuado. La ubicación del barómetro es en paralelo del sistema de bombeo.

Adicionalmente, el Código Técnico Español de la Construcción C.T.E. también hace referencia a los puntos mínimos de medición a integrarse en el sistema de control y regulación:

Además de los aparatos de medida de presión y temperatura que permitan la correcta operación, se deberá instalar al menos un sistema analógico de medición local que muestre

como mínimo la temperatura de entrada agua fría de red, temperatura de salida acumulador solar y el caudal de agua fría de red.

Sistema de medición de la energía

Para dar seguimiento al aporte energético del sistema solar térmico, debe integrarse en el diseño del mismo un sistema de medición de la energía aportada. Por lo general, la medición se realiza indirectamente a partir del caudal y temperatura de integración.

El sistema de medición permite visualizar todas las variables y permite generar alertas, adicionales al control y seguridad referido en los apartados anteriores. El registro de los datos es complementario, pero es recomendable para el correcto seguimiento. Las variables relevantes para medición son las siguientes:

- a) Consumo de energía eléctrica; unidad recomendada kWh
- b) Seguimiento de los accionamientos registrados a las válvulas de 3 vías
- c) Seguimiento del accionamiento de las bombas del circuito solar
- d) Temperatura mediante termopar, termómetro de resistencia o termistor para la diferencia de temperatura del agua (fluido calorportador); grados Celsius.

Las sondas de temperatura deben ser, preferentemente, de inmersión y deben estar bañadas por el fluido cuya temperatura se pretende medir

- e) Caudal del líquido calorportador a través de instrumentos como turbinas, medidores de flujo magnético, medidores de flujo de desplazamiento positivo

Requisitos en datos a considerar para el instrumento: Calibre del contador, condiciones máximas de trabajo, estados de caudal: en servicio continuo, máximo, mínimo y de arranque, parámetros mecánicos y eléctricos, capacidad, dimensionamiento, conexión y pérdidas.

Aportación solar – resultados de simulación

Una vez se han definido las características técnicas y diseño del sistema solar térmico propuesto para su integración en la empresa en estudio, se procede a simular en el software TSol, el SST con todas sus características constructivas para obtener el rendimiento del sistema y poder evaluar la factibilidad económica de implementación del proyecto.

Como resultado de la simulación, TSol presenta en el informe las características técnicas del sistema simulado. En la figura 46 puede verificarse que estas corresponden al diseño propuesto.

Círculo del colector	
Fabricante:	Viessmann Werke GmbH & Co
Tipo:	Vitosol 200-F
Nº.:	10.00
Superficie total bruta:	25.1 m ²
Superficie total de referencia:	23.3 m ²
Ángulo de inclinación:	20 °
Orientación:	175 °
Acimut:	-5 °
Depósito intermedio	
Fabricante:	Standard
Tipo:	Depósito intermedio
Volumen:	1500 l

Figura 46: Características constructivas del SST simulado en TSol

En la figura 47 se presentan los resultados anuales obtenidos de la simulación. Como puede apreciarse, la irradiación incidente sobre la superficie de los colectores es de 45.70 MWh de los cuales 22.22 MWh son suministrados al proceso industrial.

Resultados de la simulación anual		
Potencia de colectores instalada:		17.57 kW
Superficie de colectores instalada (bruta):		25.1 m ²
Irradiación a la superficie colector (Superficie ref.):	45.70 MWh	1,961.19 kWh/m ²
Energía suministrada por los colectores:	25.39 MWh	1,089.55 kWh/m ²
Energía suministrada por los circuitos del colector:	22.80 MWh	978.53 kWh/m ²
Demanda energética proceso industrial:		38.03 MWh
Energía para el proceso industrial:		22.22 MWh
Energía sistema solar:		22.59 MWh

Figura 47: Resultados anuales de simulación en TSol

Finalmente, en la figura 48 se presenta el gráfico de la aportación energética semanal del SST propuesto. Por el concepto de integración propuesto, no se propone la integración de un equipo de calefacción auxiliar, ya que la proporción de demanda que no sea cubierta por el sistema solar térmico, será retomada por la caldera principal de la planta. Por lo anterior, la energía del sistema solar es igual al consumo energético total.

La segunda gráfica que se presenta en la figura 48, corresponde a las temperaturas máximas diarias. Como puede observarse, existen alrededor de once períodos al año con temperaturas máximas superiores a los 90°C que corresponden a días de paro de la planta por mantenimiento de la línea de vapor. Sobre esto se resalta que, en atención a las normas de diseño del CTE, se han considerado protecciones activas (disipador de calor) y pasivas (conexión de colectores en “U” invertida) para asegurar la integridad de los equipos del SST ante estas condiciones extremas.

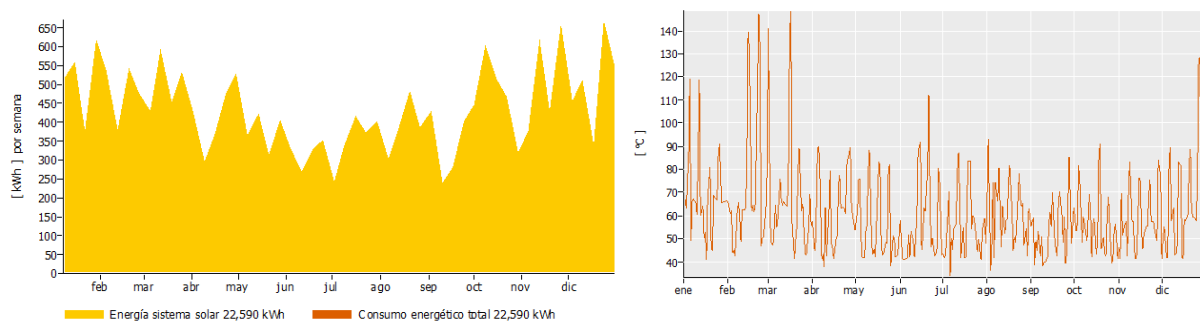


Figura 48: Gráfico de energía anual aportada por el SST al proceso industrial y temperatura máxima diaria.

Valoración sobre oportunidad de implementación de energía solar térmica en otras industrias de bebidas en la región

En este apartado, se pretende resaltar la gran oportunidad que existe a nivel centroamericano en el sector de bebidas, para la implementación de prácticas más eficientes de consumo energético e incorporación de energía solar térmica. Para ello, primero se describen las características más relevantes del sector de la industria de alimentos y bebidas en Centroamérica, y luego se brinda una estimación del consumo de energía térmica del mismo, que es la base sobre la cual pudieran obtenerse los ahorros.

Principales características del sector de alimentos y bebidas en Centroamérica

El sector de alimentos, bebidas y tabaco en la industria manufacturera, es reconocido internacionalmente por su intensivo consumo energético y alta importancia social, de acuerdo a datos de la EIA. Parte de la importancia de este sector, radica en la gran cantidad de empresas que lo conforman, y la diversidad de productos y procesos que involucra. Se destaca que este sector tiene un consumo importante en energía térmica, la cual en la región centroamericana ha recibido menor atención que la energía eléctrica, en términos de promoción de eficiencia e incorporación de fuentes renovables.

De acuerdo al informe sectorial anual publicado por ASI, en el sub sector de bebidas, Centroamérica se distingue por la relevancia de los productos siguientes: bebidas carbonatadas, bebidas alcohólicas principalmente cerveza, jugos de frutas y hortalizas, agua embotellada y productos lácteos.

En El Salvador, la mayoría de las empresas del sector Bebidas son micro, pequeñas o medianas. Sin embargo, es la producción de las grandes empresas la que tiene una mayor ponderación económica y social. En el país se contabilizan seis empresas catalogadas como Gran Empresa, en las cuales la integración de un sistema solar térmico es factible, ya que cuentan con procesos similares a los de la empresa que ha sido estudiada en este trabajo. En la tabla 33 se presenta el desglose por tamaño de empresa para el sector bebidas en El Salvador.

Tabla 33: Total de Empresas del sector Bebidas en El Salvador

Empresas del sector Bebidas según tamaño en El Salvador		
Clasificación con código CIU	Clasificación Empresarial	Unidades Económicas
11-Elaboración de Bebidas	Microempresa	26
	Pequeña empresa	14
	Mediana empresa	3
	Gran Empresa	6

Fuente: ASI, Informes Sectoriales y Ranking Industrial 2013

En la tabla 34 se presenta un listado representativo de las empresas del sector de bebidas de los diferentes países centroamericanos. Se resalta que este listado no enumera la totalidad de empresas existentes, pero si las más importantes de cada país y los principales productos que manufacturan.

Tabla 34: Listado representativo de Empresas con relevancia en la producción centroamericana

País	Compañía	Productos principales
Guatemala	The Central American Bottling Corp. CBC	Bebida Carbonatada, Otros
	Coca-cola FEMSA	Bebida Carbonatada, Otros
	Cervecería Centroamericana	Cerveza
	Licoreras de Guatemala	Licores
Honduras	Cervecería Hondureña	Cerveza, Bebida Carbonatada, Otros
	Lactosa	Lácteos
El Salvador	LivSmart	Jugos, Bebida Carbonatada, Otros
	Industrias La Constancia	Cerveza, Bebida Carbonatada, Otros
	Embotelladora La Cascada	Bebida Carbonatada, Otros
Nicaragua	Compañía Cervera de Nicaragua	Cerveza
	Coca-cola FEMSA	Bebida Carbonatada, Otros
	Lala Nicaragua	Lácteos
	Compañía Licorera de Nicaragua	Licores
Costa Rica	Florida Ice & Farm Company	Bebida Carbonatada, Cerveza, Otros
	Coca-cola FEMSA	Bebida Carbonatada, Otros
	Dos Pinos	Lácteos
Panamá	Cervecería nacional	Cerveza
	Estrella Azul	Lácteos, Otros
	Coca-cola FEMSA	Bebida Carbonatada, Otros

Estimación del consumo energético del sector de bebidas en Centroamérica

A nivel centroamericano, es complejo cuantificar el consumo energético del sector de bebidas, ya que no se llevan estadísticas directas de este dato, sino solo de volúmenes de producción o exportación. Aun para obtener los datos de producción anual, se presenta cierto grado de dificultad, ya que las entidades encargadas de las estadísticas del sector industrial no están unificadas ni centralizadas.

Por lo anterior, para obtener datos de volúmenes de producción de bebidas en la región, se ha optado por consultar la base de datos de la “Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO)” (Food and Agriculture Organization of the United Nations, 2017). En esta base de datos, se incluyen estadísticas relacionadas con la producción agrícola y ganadera de los países, balances de seguridad alimentaria, entre otros. De acuerdo a consultas realizadas para los últimos cinco años, en la región centroamericana el volumen de producción nacional de bebidas suaves es superior en un 5% al volumen total de exportaciones del mismo producto.

Además, se consultaron los datos de exportaciones publicados por la Secretaría de Integración Económica Centroamericana (SIECA). Esta fuente se prefiere por ser una entidad regional que maneja las estadísticas de forma más inmediata que la FAO. En la tabla 35 se presentan los datos de volumen de exportaciones de la región centroamericana y su valor comercial (SIECA, 2017).

Tabla 35: Exportaciones de bebidas no alcohólicas en la región centroamericana

Año	Valor exportación [US\$ Mil]	Volumen exportación [Ton]
2012	242,318.9	597,504.2
2013	270,178.9	640,538.9
2014	281,720.2	667,799.7
2015	300,464.9	681,400.1
2016	295,098.7	694,345.3

Fuente: SIECA, 2017

Para calcular el volumen de producción nacional de bebidas a nivel centroamericano, se asume que la relación entre exportaciones y producción nacional obtenida de la base de datos de la FAO, es aplicable a los datos de exportación de la tabla 35. Al observar la evolución de las exportaciones en el tiempo, se evidencia una tendencia a la alza, por lo que el cálculo parte del último dato disponible que es el de 2016.

A partir de las consideraciones anteriores, se estima que el volumen de producción nacional de bebidas no alcohólicas en Centroamérica es de alrededor de 729 mil toneladas, con un valor comercial de 309.85 millones de US \$.

Para convertir este volumen de producción en insumos energéticos, es necesario contar con un consumo específico de energía térmica por litro de bebida embotellada. En esta estimación, se asume que los procesos de la empresa salvadoreña estudiada, son representativos de las demás empresas del sector, permitiéndose con esto extrapolar el consumo energético específico calculado para dicha empresa, que es de 0.22 MJ/l, a las demás empresas de la región y resultando en un consumo energético anual de 123.72 TJ a partir de combustibles fósiles. Este nivel de consumo energético representa un alto potencial para incorporación de medidas de eficiencia energética y tecnologías para el aprovechamiento de energía solar térmica a baja y media temperatura.

Es importante aclarar que, a raíz de la falta de datos oficiales y asunciones realizadas en esta estimación, el consumo anual obtenido es una cifra muy aproximada e indicativa del orden de magnitud del consumo energético del sector bebidas en Centroamérica.

Conclusiones

A pesar que los sistemas solares térmicos son comúnmente utilizados en aplicaciones residenciales y comerciales, a partir de la investigación realizada y el caso de estudio presentado en este trabajo, se concluye que es factible técnicamente la incorporación de captadores solares de baja y media temperatura en aplicaciones industriales, y que existe un gran potencial para su aprovechamiento, sobre todo en industrias que involucran procesos de rangos de temperatura bajos, como la industria de bebidas.

Una de las principales barreras para el aprovechamiento de la energía solar térmica en la industria es que el diseño del SST requiere conocimiento especializado del proceso y un mayor trabajo de ingeniería que los sistemas residenciales o comerciales. Una de las tareas más difíciles es la identificación de los posibles puntos de integración y la selección del punto óptimo. Para facilitar esta tarea, (Bettina Muster, 2015) propone una clasificación de los consumidores de energía en función de los procesos unitarios que pueden encontrarse en la industria. Para cada uno de ellos, propone conceptos de integración. La mencionada metodología sugerida fue aplicada en este trabajo.

La relevancia de la identificación de oportunidades de ahorro a través de un DDE es fundamental para permitir la posterior integración de un proyecto de energía renovable. No es recomendable realizar una valoración de la eficiencia energética del sistema actual en segundo plano, ya que esto deriva a la mala utilización de los recursos energéticos a generar o en la reducción del aprovechamiento de la sinergia entre la eficiencia energética y la energía renovable. Para el caso de estudio particular que se ha desarrollado en este trabajo, previo a realizar el diseño del sistema solar térmico se procedió a realizar un DDE básico, que incluyó únicamente el sistema de vapor. Como producto del mismo, se determinó que importantes ahorros energéticos pueden alcanzarse con la implementación de las medidas de eficiencia identificadas. Estos ahorros pueden ser luego complementados con aquellos derivados de la incorporación del SST, que dependerán principalmente de su diseño y punto de integración.

Luego de analizar los posibles puntos de integración, se concluye que, es posible incorporar el sistema a nivel de proceso, supliendo directamente agua caliente. Sin embargo, resulta más conveniente integrarlo a nivel de suministro, precalentando el agua de reposición de la caldera. Lo anterior se justifica por las siguientes razones:

- Al ser los productos manufacturados destinados para consumo humano, es muy importante asegurar la inocuidad de los procesos, lo cual ante la incorporación de un SST, implicaría el uso de materiales más costosos como acero inoxidable en el almacenamiento y la línea de acarreo o al menos en la sección de descarga del SST.

- Ya que los procesos tienen una baja tolerancia a variaciones de temperatura, es preferible el uso de vapor saturado que de agua caliente directamente, ya permite un control de temperatura más preciso.
- Para la integración a nivel de suministro, la temperatura de retorno (temperatura de agua suave nueva) es baja y el salto térmico que se permite es de alrededor de 60°C, lo que se traduce en una alta eficiencia del SST. También existe una gran flexibilidad en cuanto a la temperatura de impulsión del proceso y no se necesita equipo de calefacción auxiliar, pues la misma caldera principal suplente la demanda no cubierta con el SST.
- La integración a nivel de suministro requiere menor infraestructura para el almacenamiento y sistema de descarga del SST, ya que se tiene un solo punto de integración que se encuentra físicamente más accesible por lo que se requieren menores distancias de los sistemas de acarreo.
- Adicionalmente, la integración a nivel de proceso requiere modificaciones en la maquinaria, lo que en el caso particular estudiado implicaría la anulación de la garantía del fabricante. Sin embargo, es recomendable realizar estudios o investigaciones adicionales que involucren la incorporación directa de ACS a los procesos y promover con los fabricantes de la maquinaria industrial, que incluyan en sus diseños adaptaciones preconcebidas para suministrar parcialmente la demanda térmica a través de un SST.

Tal como se ha mencionado, la ventaja de integrar el SST a nivel de suministro, precalentando el agua de alimentación de la caldera, es que existe una gran tolerancia a variaciones de temperatura del ACS, pues cualquiera que sea la energía que deje de suplirse por este sistema, será compensada por la caldera principal. Para la selección del tipo de captadores solares a utilizar y la temperatura de almacenamiento del ACS, se tomó en cuenta esta premisa, optando por evaluar cada tecnología de colector solar (placa plana y tubos de vacío) en el nivel de temperatura que mejor trabaja, para buscar opciones de diseño más eficientes. Para los colectores de placa plana, se consideraron 60°C, pues a mayores temperaturas su nivel de eficiencia cae. Para los colectores de tubos de vacío, la temperatura de almacenamiento considerada es de 90°C, ya que a 60°C su curva de eficiencia es muy parecida a la de los colectores de placa plana, pero la tecnología es más cara. Al ser ambas opciones de diseño propuesto para diferentes niveles de temperatura, implicarán un ahorro energético y monto de inversión muy diferente, por lo que para una evaluación integral y selección del proyecto a implementar, son utilizados indicadores económicos de monto de inversión y ahorro anual. En este trabajo se optó por los captadores de placa plana, pero ambas opciones propuestas son factibles.

Para determinar el tamaño óptimo del sistema solar térmico a implementar, según el punto de integración y temperatura de trabajo seleccionados, se construyeron nomogramas a partir de

simulaciones particulares para la curva de demanda y concepto del SST propuesto. Estos nomogramas, sugeridos en (Stefan heß, 2010) son muy usados en el dimensionamiento de aplicaciones industriales y permiten dimensionar el campo colector de manera tal que se maximice el rendimiento anual y el factor de utilización. Como producto de la aplicación de estos nomogramas, el sistema solar térmico se diseñó para colectores de placa plana y temperatura de almacenamiento de 60°C, con un área de captación de 23.3 m² y capacidad de almacenamiento de 1,500 l. El rendimiento estimado del sistema a partir de una simulación en el software comercial TSol es de 22.59 MWh año.

En el proceso de diseño del SST, se partió del concepto general que incluye el uso de refrigerante en el circuito solar e intercambiadores de calor para la carga y descarga de la energía acumulada. Se tomaron en consideración las condiciones ambientales del país y las condiciones propias de proceso y el punto de integración, concluyendo que no era necesaria la modificación de las propiedades del fluido calorportador mediante el uso de refrigerantes y por lo mismo es factible prescindir del intercambiador de calor de carga. En cuanto al proceso de descarga, se verificó la experiencia de otros países con condiciones climáticas similares a las de El Salvador y para el mismo punto de integración. En estos casos de referencia se emplea un proceso de descarga directa que también es factible retomar, siempre tomando en consideración que al agua con la que trabajará todo el sistema ya ha sido tratada pues es la que se alimentará en la caldera.

El diseño de SST propuesto permite incrementar la temperatura de agua de reposición mediante el uso de captadores de placa plana. Si bien el salto térmico que se obtiene con dicha tecnología no es tan elevado, otras fuentes de calor residual a mayor nivel de temperatura pueden ser utilizadas para incrementar directamente la temperatura del agua de alimentación de la caldera, tal es el caso de los gases de escape de la chimenea, que según medida de eficiencia propuesta en este estudio, permiten la instalación de un economizador de agua de alimentación, a la salida del tanque de condensados, en el que se mezcla el condensado recuperado y el agua nueva precalentada con el SST.

La factibilidad económica del proyecto de incorporación de energías renovables se estimó con base en presupuesto detallado elaborado a partir del diseño propuesto y precios de lista de proveedores nacionales e internacionales. El costo total del sistema se estima en \$19,737.3 por lo que al tomar como referencia un costo de combustible de \$1.55/gal (Precio basado en proyecciones de la EIA), el período simple de retorno de la inversión es de 21.88 años.

Con la implementación del proyecto integral, cuya primera etapa es realizar un diagnóstico de los usos de energía y aplicar las medidas de eficiencia identificadas, para luego incorporar el SST, el ahorro total estimado en términos económicos es del 8.86% correspondiente a un monto de \$11,482.60, de los cuales \$902.03 son por la implementación del SST. El ahorro total de consumo anual de combustible es de 8,107.71 gal. Es importante reconocer que a

partir de la incorporación del SST, sería posible obtener un mayor ahorro energético, si se explotara en mayor medida el recurso solar, ya que existe mayor área potencial de captación en techo y pudiera utilizarse el ACS directamente para otros procesos secundarios, como la limpieza de ambientes y maquinaria. En este trabajo se presenta la aplicación de la metodología de integración para un punto específico pero esta puede ser aplicada para otros puntos, usos y niveles de temperatura.

Se resalta que a pesar que el proceso de pre-dimensionamiento y diseño contenido en este trabajo ha sido aplicado específicamente a una empresa embotelladora de bebidas, la metodología de identificación de puntos de integración, cálculos de pre-dimensionamiento y diseño no son exclusivos para dicha industria, por lo que un procedimiento similar pudiera aplicarse para la integración de un SST a otros procesos industriales. En cuanto al diseño propuesto, al ser este integrado a nivel de suministro, es fácilmente aplicable en otras industrias con uso de calderas para la producción de vapor.

Como parte del proceso de pre-dimensionamiento llevado a cabo en este trabajo, se evaluó el uso del método del FChart para calcular una primera estimación del área de captación requerida para conseguir una razón de cobertura específica. Los resultados obtenidos con este método son satisfactorios y bastante aproximados a los arrojados por las simulaciones realizadas con el TSol, por lo que se programó el método en un archivo Excel, realizando las adaptaciones necesarias en el cálculo de la demanda. Esta hoja de cálculo constituye una herramienta que facilita el pre-diseño y pre-dimensionamiento del SST para procesos industriales.

Bibliografía

- AEE INTEC. (2017). *Database for applications of solar heat integration in industrial processes*. Obtenido de <http://ship-plants.info/>
- Asociación Salvadoreña de Industriales. (2016). *Ranking de Exportadores Industriales 2016*. San Salvador.
- Bettina Muster, I. B. (2015). *Solar Process Heat for Production and Advanced Applications - Integration guideline*.
- Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University. (2016). *BP Statistical Review of World Energy June 2016*. UK: Pureprint Group Limited.
- Centre for Renewable Energy Resources. (2000). *Industrial solar thermal applications in Greece Economic evaluation, quality requirements and case studies*. Grecia.
- Cottret, N., & Menichetti, E. (2010). *Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) State of the art in the Mediterranean region*. Paris: Observatoire Méditerranéen de l'Énergie.
- Cottret, N., & Menichetti, E. (2010). *Technical Study Report on Solar Heat for Industrial Processes*. Paris: Observatoire Méditerranéen de l'Énergie.
- Cruz, L., & Miranda, Y. (2003). *"Estrategia de Posicionamiento para Comercialización del Néctar Tetrapack marca DEL CAMPO en El Salvador"*. San Salvador: Universidad Dr. José Matías Delgado.
- Food and Agriculture Organization of the United Nations. (Noviembre de 2017). *FAOSTAT*. Obtenido de <http://www.fao.org/faostat/en/?#data>
- GIZ, Programa Energía Sustentable. (2017). *Guía técnica para la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía en el marco de una red de aprendizaje*. Mexico.
- Greg Harrell, P. P. (s.f.). *Boiler tune-up guide*. Tennessee.
- Huerdes, J. L. (1986). *Calor Solar Industrial*. Switzerland: Delta Energy Ltd.
- IEE ALTENER Project. (2006). *ECOHEATCOOL*. Obtenido de www.ecoheatcool.org
- International Energy Agency. (2011). *Solar Energy Perspectives*. Paris.
- Lauterbach, C. (2014). *Potential, system analysis and preliminary design of low-temperature solar process heat systems*. Kassel: kassel university press GmbH.
- MINENERGIA / GEF / PNUD / CDT. (2010). *Sistemas solares térmicos II*. Santiago, Chile.
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas" (UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN). (2005). *Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador*. San Salvador.
- Office of Energy Analysis. (2016). *INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK* . Washington: U.S. Energy Information Administration .
- Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI). (2014). *Manual de capacitación en optimización de sistemas de vapor industrial (OSV)*. Austria, Viena.

- SIECA. (Noviembre de 2017). *Sistema de Estadísticas de Comercio de Centroamerica*.
Obtenido de <http://www.sec.sieca.int/>
- Stefan heß, a. o. (2010). *Solar Process Heat Generation: Guide to Solar Thermal System Design for Selected Industrial Processes*. Linz: Fraunhofer ISE.
- U.S. Energy Information Administration. (25 de 07 de 2017). *Short-Term Energy Outlook*.
Obtenido de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.cfm>
- UNEP - Global Solar Whater Heating Project. (s.f.). *Solar Heat for Industrial Process*.
Obtenido de http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/publications/downloads/UNEP_2015/factsheet_ship_v05.pdf
- Vannoni, C., Battisti, R., & Drigo, S. (2008). *Potential for Solar Heat in Industrial Processes, Booklet IEA-SHC Task 33/IV*. Madrid: CIEMAT.

Anexos

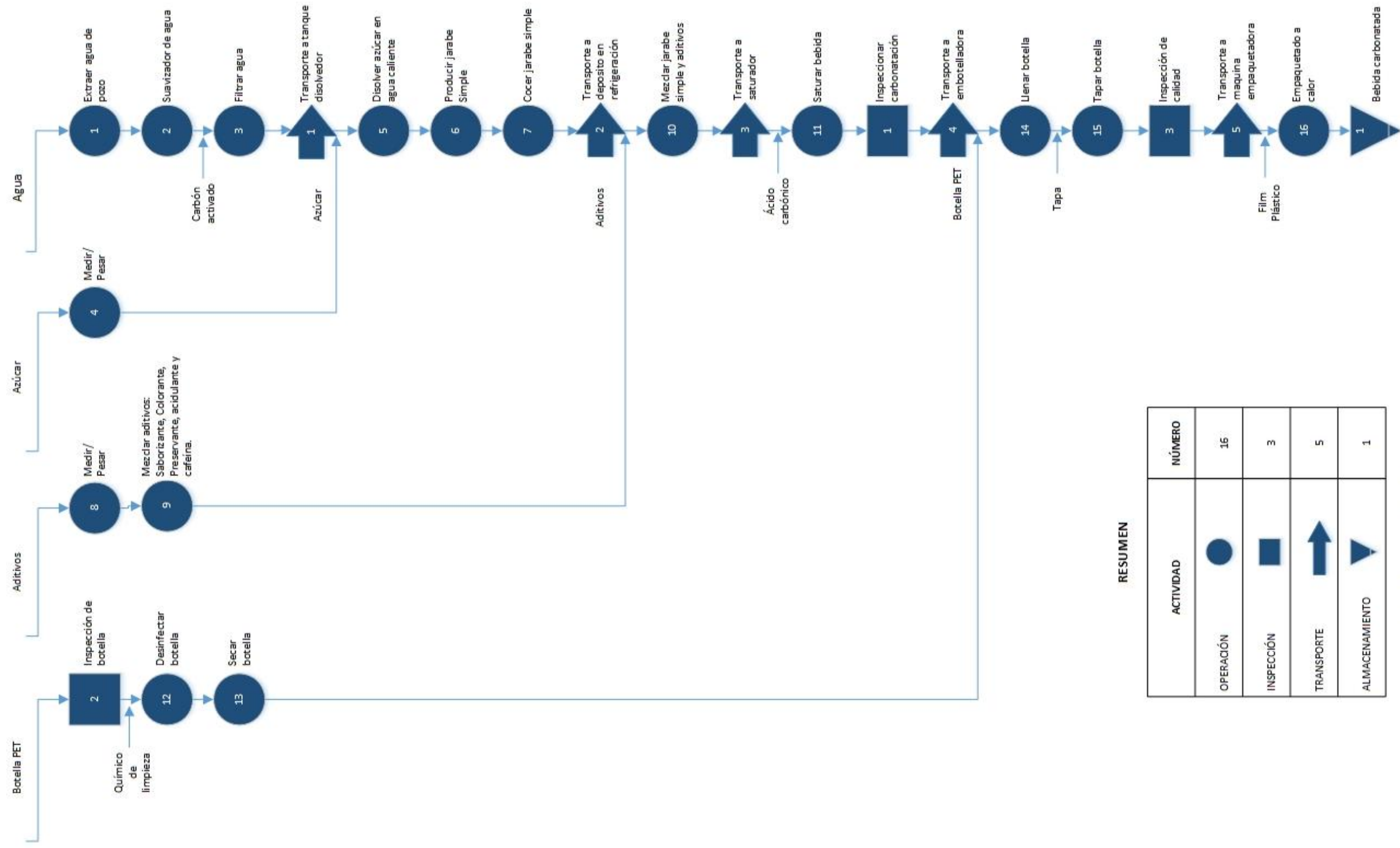
Anexo 1 – Diagramas de proceso

En este anexo se presentan los diagramas de proceso siguientes:

- Diagrama de proceso de elaboración de bebida no carbonatada embotellada
- Diagrama de proceso de elaboración de bebida carbonatada embotellada
- Diagrama de proceso de elaboración de bebida no carbonatada enlatada
- Diagrama de proceso de elaboración de bebida carbonatada enlatada

Los diagramas han sido elaborados con simbología ANSI y comprenden desde la adquisición de insumos hasta el producto terminado.

DIAGRAMA DE PROCESO DE ELABORACIÓN DE BEBIDA CARBONATADA EMBOTELLADA

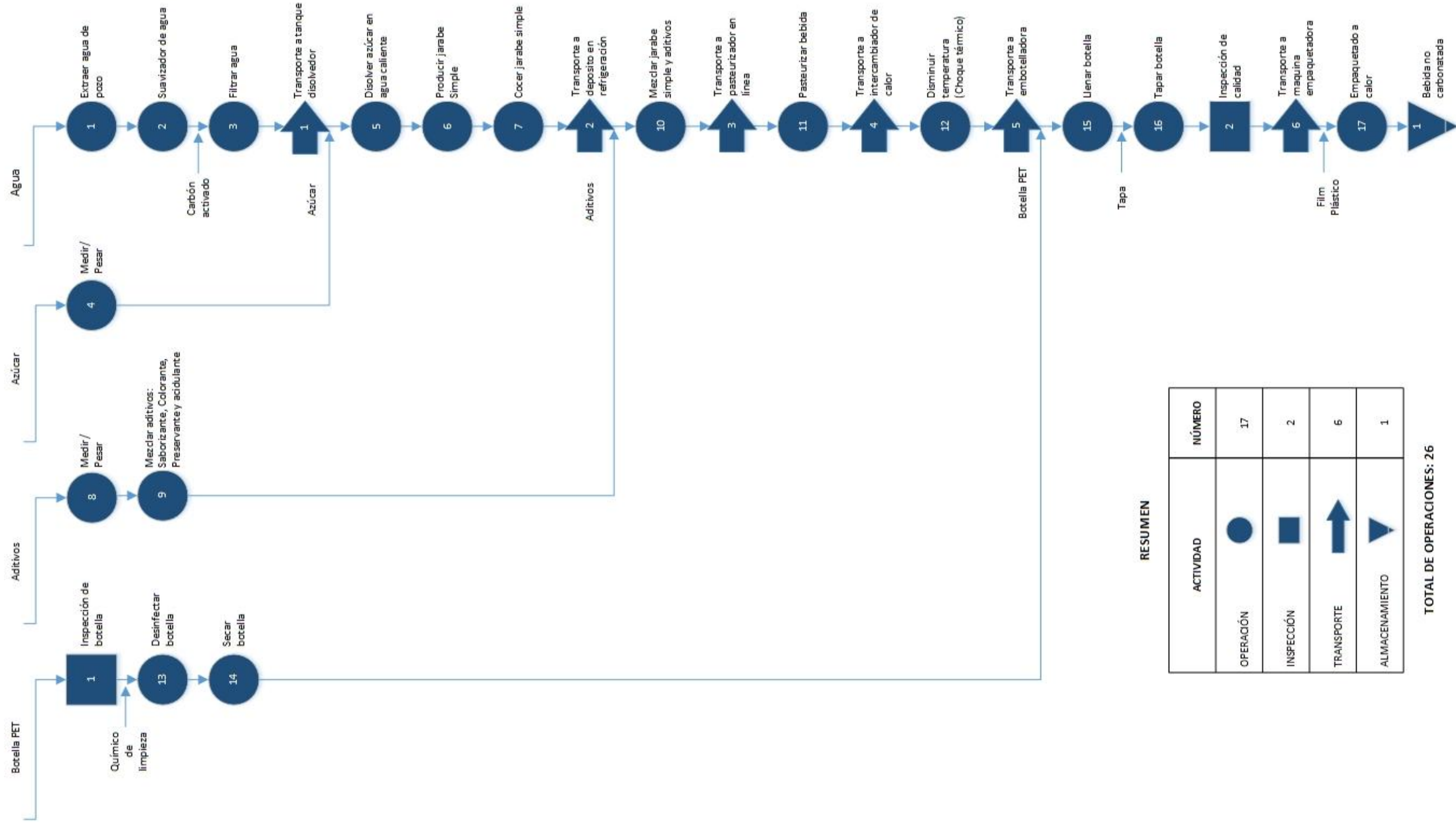


RESUMEN

ACTIVIDAD	NÚMERO
OPERACIÓN	16
INSPECCIÓN	3
TRANSPORTE	5
ALMACENAMIENTO	1

TOTAL DE OPERACIONES: 25

DIAGRAMA DE PROCESO DE ELABORACIÓN DE BEBIDA NO CARBONATADA EMBOTELLADA

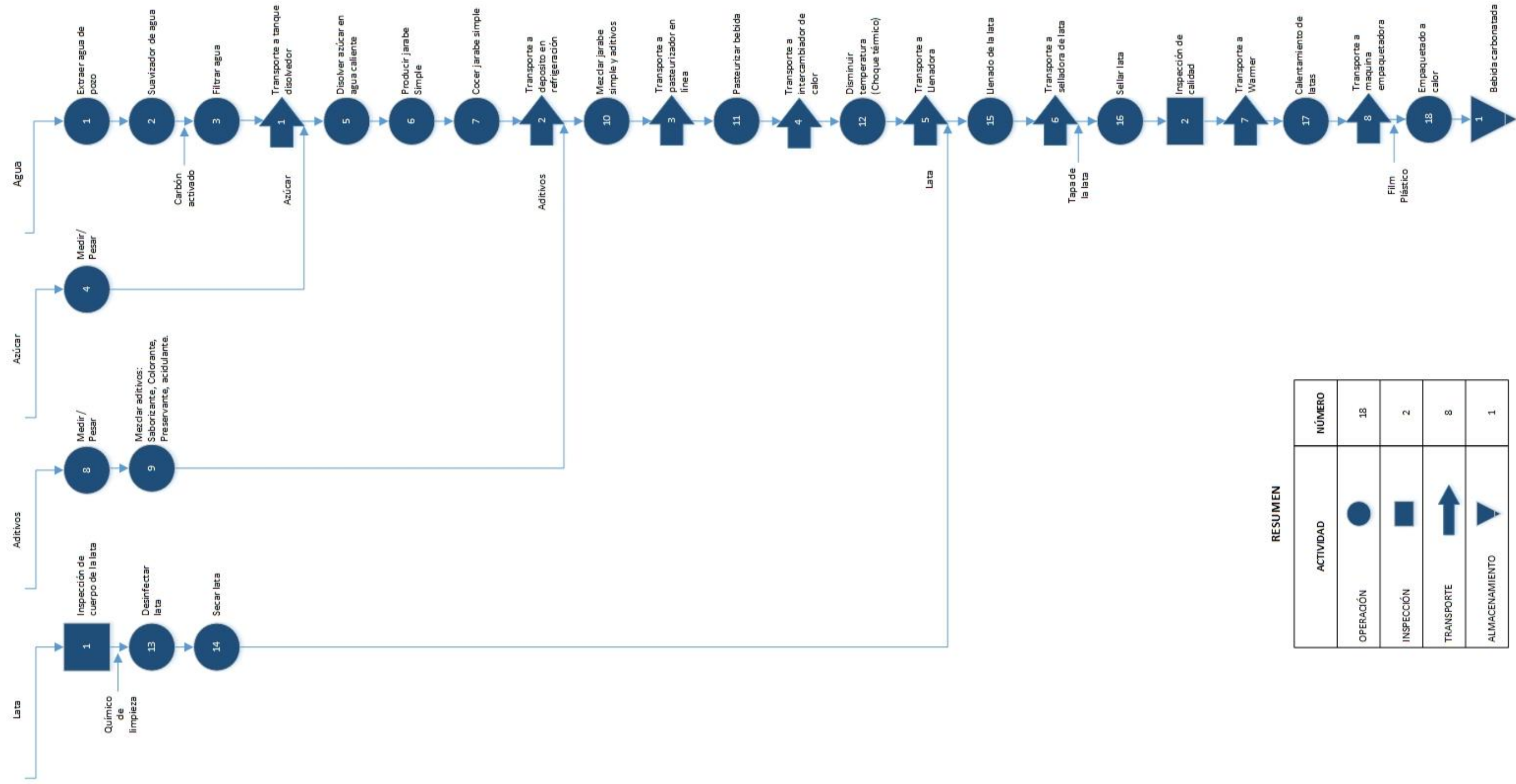


RESUMEN

ACTIVIDAD	NÚMERO
OPERACIÓN	17
INSPECCIÓN	2
TRANSPORTE	6
ALMACENAMIENTO	1

TOTAL DE OPERACIONES: 26

DIAGRAMA DE PROCESO DE ELABORACIÓN DE BEBIDA NO CARBONATADA ENLATADA



RESUMEN

ACTIVIDAD	NÚMERO
OPERACIÓN	18
INSPECCIÓN	2
TRANSPORTE	8
ALMACENAMIENTO	1

TOTAL DE OPERACIONES: 29

Anexo 2 – Diagnóstico Energético

Descripción del proceso

El edificio en estudio, es la planta de producción de una empresa embotelladora de bebidas carbonatadas, jugos, bebidas hidratantes, bebidas estimulantes y agua purificada. La nave industrial se encuentra ubicada en el costado oriente del municipio de San Salvador; con coordenadas geodésicas 13.71° latitud norte y 89.18° longitud este.

El área construida de la nave industrial es de 3474 m² y contempla espacios para producción y almacenamiento de las bebidas, además de áreas destinadas a oficinas del personal administrativo. El área total del inmueble, incluyendo el estacionamiento y área de carga es de 5480 m².



Figura A2.1. Ubicación geográfica de nave industrial embotelladora

El edificio cuenta con el suministro de energía eléctrica en media tensión a 13.2 kV, a través de la compañía distribuidoras CAESS. La tarifa de suministro es horaria en media tensión, con una potencia contratada de 1540 kW.

La energía eléctrica es utilizada en los servicios de aire acondicionado en oficinas y cuarto de jarabearía, iluminación interior y exterior, alimentación de sistemas auxiliares, bombas, compresores, hornos empacadores, entre otros equipos industriales requeridos en el proceso.

Adicionalmente, se utiliza para alimentación de equipos de comunicación, cómputo y otros equipos de oficina.

Parte de la demanda energética de los equipos industriales se suple mediante un sistema de vapor. Para ello, se cuenta con un generador de vapor de 200 BHP que trabaja a una presión de saturación de entre 90 y 100 PSI. La línea de distribución de vapor se encarga de alimentar los procesos de elaboración de jarabe simple, pasteurizado de bebidas no carbonatadas y enlatado. Adicionalmente, el vapor es utilizado para realizar uno o dos procesos de limpieza de filtros de carbón activado.

Consumo de energía

El consumo energético total de la planta industrial asciende a 11.59 GWh, siendo en su mayoría energía eléctrica y térmica. Adicionalmente, se consume gas propano para la ignición, pero su consumo es despreciable en comparación con el de las dos fuentes ya citadas. En la tabla A2.1, se detalla el consumo de ambas fuentes energéticas.

Tabla A2.1. Consumo energético por fuente. Consumo total 11.59 GWh/año

Recurso Energético	Consumo de Energía	
	Cantidad	Energía
Electricidad	7523340 kWh/año	7523 MWh/año
Fuel Oil	92548 Gal/año	4067 MWh/año
GLP	500 Lbs/año	3 MWh/año
Total		11590 MWh/año

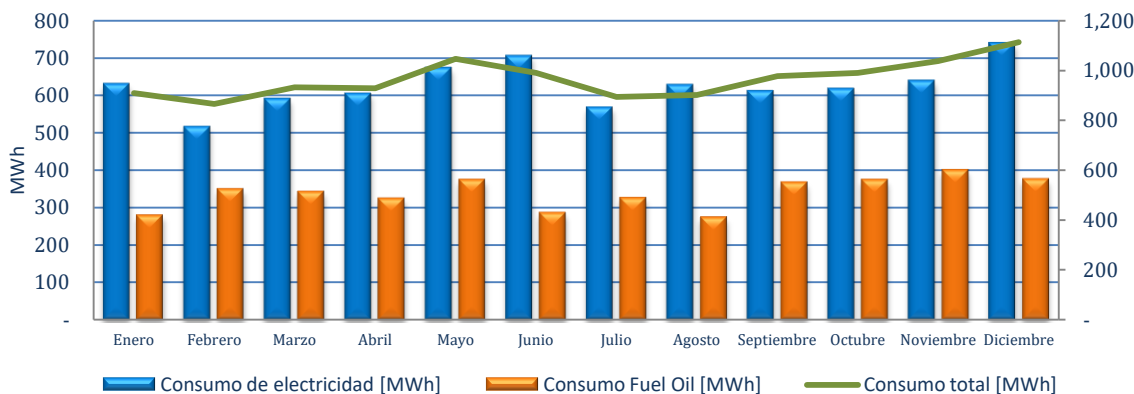


Figura A2.2. Curva anual de consumo energético 2016

En la figura A2.2, se muestra el comportamiento del consumo de ambas fuentes energéticas durante el año 2016. La mayor demanda energética total se registra en diciembre, coincidiendo con el período de mayor producción. Como es característico de climas tropicales, no se observa una diferencia significativa entre la demanda en invierno y verano.

Análisis de consumo de electricidad

La tabla A2.2 presenta el detalle de los consumos de energía eléctrica por horario para los últimos 12 meses, así como la demanda facturable y el factor de potencia. El consumo total anual para 2016, fue de 7.52GWh, con un monto total de facturación de 0.122\$/kWh.

Tabla A2.2: Detalle de consumo de energía eléctrica por período horario

Mes	Energía Punta	Energía Valle	Energía Resto	Energía Total	Demandada Facturada	F.P.
	18:00-22:59	23:00-05:59	06:00-17:59			
	Energía [kWh]	Energía [kWh]	Energía [kWh]	kWh	kW	
Enero	122,320	137,500	370,700	630,520	1,584.00	92
Febrero	97,042	100,716	318,582	516,340	1,518.00	93
Marzo	111,958	126,984	352,198	591,140	1,518.00	92
Abril	114,620	126,060	364,320	605,000	1,606.00	92
Mayo	126,676	137,632	409,200	673,508	1,562.00	92
Junio	132,264	143,528	428,780	704,572	1,562.00	92
Julio	103,840	113,080	350,900	567,820	1,518.00	91
Agosto	116,820	131,340	379,940	628,100	1,562.00	91
Septiembre	114,400	124,960	372,020	611,380	1,562.00	91
Octubre	114,840	121,440	380,820	617,100	1,606.00	91
Noviembre	116,996	128,942	393,206	639,144	1,540.00	91
Diciembre	141,504	159,698	437,514	738,716	1,518.00	92
Promedio	117,773	129,323	379,848	626,945	1,554.67	92

Fuente: Elaboración propia a partir de facturas de energía eléctrica

Análisis de consumo de Fuel Oil

El Fuel Oil es utilizado exclusivamente para alimentar las calderas de vapor que suplen la demanda de energía térmica de los procesos de cocimiento de jarabe, pasteurización y enlatado. La tabla A2.3 presenta el consumo volumétrico de dicho combustible durante el año 2016. El consumo promedio mensual es de 7,835.89 gal. El consumo anual asciende a 92,548 gal, que representan un 35.08% del consumo energético total en la planta.

Tabla A2.3: Consumo mensual de Fuel Oil

Mes	Consumo Fuel Oil [Gal]	Mes	Consumo Fuel Oil [Gal]
Enero	6,353.17	Julio	7,414.71
Febrero	7,936.95	Agosto	6,228.37
Marzo	7,778.83	Septiembre	8,338.16
Abril	7,372.10	Octubre	8,501.80
Mayo	8,501.30	Noviembre	9,080.68
Junio	6,503.53	Diciembre	8,538.39
Promedio		7,835.89	
Total		92548.00	

Fuente: Elaboración propia a partir de registro inventario.

A pesar que se ha tenido acceso al inventario diario de consumos e ingresos de combustible, no se cuenta con el monto facturado por los mismos. Por lo anterior, se hace uso de un precio de referencia de 1.40 \$/Gal, tomado de (U.S. Energy Information Administration, 2017).

Usos significativos de la energía

Haciendo uso de mediciones tomadas en la planta, datos de placa e información suministrada por el personal operativo sobre el registro de horas de operación de los equipos, se realizó un balance energético del sistema de distribución de vapor y sus tres principales consumidores. Como resultado, se encontró que, por mantenerse en operación permanente, el pasteurizador es el principal consumidor de vapor con un 75% del consumo total. Por su parte, el tanque cocina representa una demanda intensiva de vapor pero durante períodos cortos y de baja frecuencia, esto hace que su consumo total sea del 22%. En la figura A2.3 puede observarse la participación de los diferentes procesos en la demanda de vapor y en la tabla A2.4 se muestran sus horas de operación anuales y el consumo energético horario.

Tabla A2.4: Consumo energético a partir de FO por equipo

Consumidor	Consumo horario MJh	Horas de operación	Consumo Anual GJh		Consumo anual %
Pasteurizador	832	7406	6160		74.7%
Tanque cocina	2728	676	1844		22.4%
Warmer	149	1384	207		2.5%
Limpieza de filtros		308	104	32	0.4%

Fuente: Elaboración propia a partir de balance energético de sistema de vapor

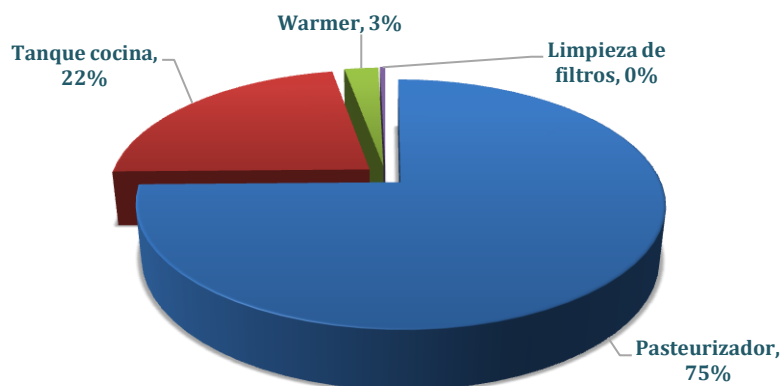


Figura A2.3: Balance de energía en sistema de vapor

A pesar que se tienen pocos equipos que demandan energía térmica producida a partir de la quema de Fuel Oil, se ha realizado un gráfico con análisis de Pareto, del cual se deduce que los USEs son el pasteurizador y el tanque cocina. El consumo acumulado de ambos, representa más del 80% del consumo total del sistema de vapor.

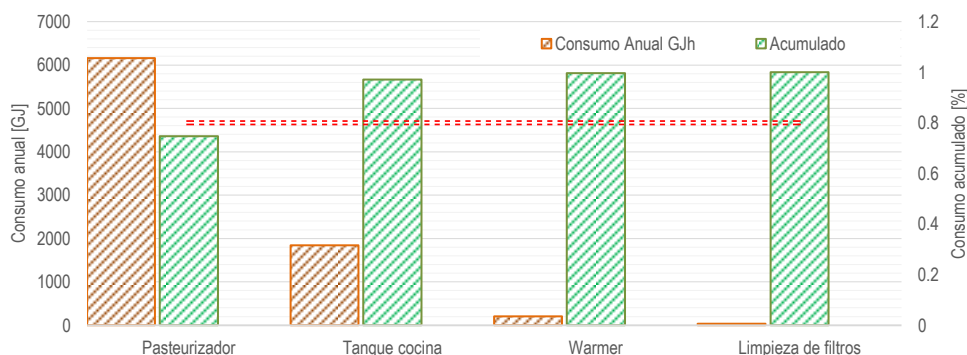


Figura A2.4: Análisis de Pareto de los consumidores de Vapor

Evaluación del desempeño energético actual

Generación de Vapor

El equipo utilizado para generar vapor, es una caldera pirotubular con potencia térmica de 200 BHP, con construcción tipo Dry Back de 3 pasos. El combustible quemado es Fuel Oil No6 y la presión de trabajo es de entre 90 y 100 PSI. En la tabla A2.5 se presentan las principales características técnicas del equipo.

Tabla A2.5: Características del generador de vapor

Caldera de vapor I	
Marca	YORK SHIPLEY
Modelo	SPHV-200-6
Tipo	Caldera pirotubular
Potencia térmica	200 BHP
Potencia térmica	6695 BTU/h
Presión máxima	150 PSI
Producción máx de Vapor	8625 lb/hr
Combustible	Fuel Oil No 6
Pre calentamiento de combustible	110°C @ 200 Kpa
Ignición	Gas propano
Construcción	Dry Back de 3 pasos

Fuente: Placa en equipo y manual de fabricante

La caldera cuenta con un sistema de control automático para el flujo de combustible, en función de la presión de vapor. Además, para asegurar una combustión óptima, se utiliza un

control de tipo posicionamiento para ajustar la admisión de aire para la combustión. Este tipo de control es mecánico y el dispositivo de control del flujo de aire adopta una posición que depende únicamente de la posición del dispositivo de control de flujo de combustible. Lo anterior implica que no se toma en cuenta ninguna medición de los gases de combustión, para asegurar que la combustión sea completa.

En las tablas A2.6 y A2.7, se presentan los resultados de las pruebas de combustión realizadas en la caldera. Se observa que los gases de chimenea cumplen con los niveles impuestos por la normativa medio ambiental.

Tabla A2.6: Resultados de pruebas de combustión de la caldera

Parámetros	Unidad	Valor Medido
Oxígeno	%	9.5
Eficiencia	%	89.9
Pérdida	%	10.1
Exceso de Aire	%	6.8
Temperatura de Aire	°C	34
Temperatura del Gas	°C	180

Fuente: Pruebas de combustión de calderas de vapor

Tabla A2.7: Reporte de emisiones durante la combustión y valores de referencia

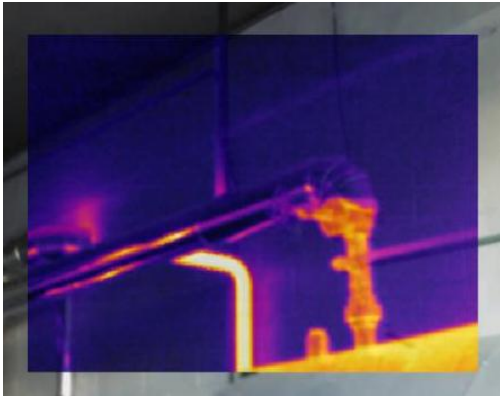
No	Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor medido Chimenea 1	Valor Normado Bunker C
1	Dióxido de azufre	SO ₂	mg/Nm ³	2284	2314
2	Dióxido de carbono	CO ₂	%	8.5	Reportar
3	Monóxido de carbono	CO	mg/Nm ³	40	152
4	Óxidos de nitrógeno	NO _x	mg/Nm ³	280	408
5	Opacidad		%	42	50

Fuente: Pruebas de combustión de calderas de vapor

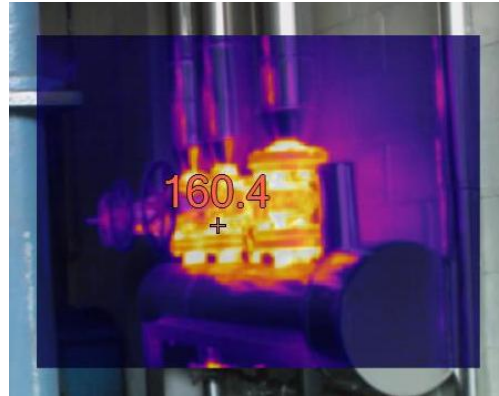
Con base en el consumo de combustible registrado durante 2016 y las características técnicas de la caldera, se determinó el que el factor de carga promedio al que esta trabaja es de 17.7% y el máximo factor de carga es de 57 %. Debe destacarse que las condiciones para que se de este factor de carga máximo, solo se cumplen durante un máximo de 676 horas al año. Lo anterior indica que la mayor parte del tiempo, la caldera trabaja en un punto de baja eficiencia.

Distribución de Vapor

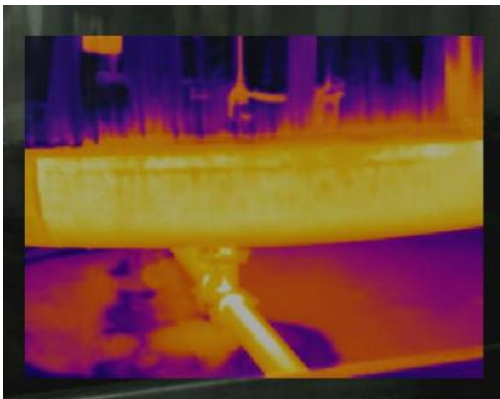
Se realizó una inspección con cámara termográfica de la línea de distribución de vapor y de los diferentes equipos, para identificar secciones con aislamiento deteriorado. En general, el aislamiento se encuentra en buen estado, pero se identificaron algunos puntos no aislados tanto en la línea de distribución como en los equipos consumidores de vapor. En la figura A2.5 se presentan las imágenes termográficas de dichos puntos.



Entrada de condensados recuperados y tanque de condensados sin aislamiento



Manifold en sistema de distribución de vapor



Tanque de cocimiento de jarabe, sin aislamiento en parte inferior y línea de condensados recuperados



Entrada de vapor al Warmer

Figura A2.5: *Imágenes termográficas tomadas en los puntos críticos durante inspección de aislamiento*

Se destaca que no se identificaron tramos de la línea de distribución de vapor que ya no se estuvieran utilizando y que por lo mismo sirvan únicamente para disipar calor.

Tendencia del consumo de energía térmica

De acuerdo a proyección de la gerencia de producción de la empresa en estudio, no se espera un incremento de demanda para los próximos años y el nivel de producción se ha mantenido estable.

Por lo anterior, no se tienen planificadas expansiones de capacidad en la planta sino solo seguimiento a medidas de eficiencia y ahorro energético.

Oportunidades de mejora del desempeño energético

Generación de Vapor

Medida de eficiencia 1.1: Poner a punto el ajuste aire-combustible de la caldera de forma periódica (Implementación de control automático del ajuste de oxígeno)

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
448.07	2843.67	\$ 3,926.86	3.0%

Situación actual: De acuerdo a los resultados de las pruebas de combustión, el porcentaje de aire en exceso es adecuado al tipo de control que se maneja. Sin embargo, el porcentaje de O₂ en los gases de combustión, se encuentra levemente arriba de la referencia que es un máximo de 8% (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONU DI), 2014), esto es un indicativo de que los quemadores se encuentran trabajando a baja carga.

Descripción de la propuesta: Existiría la oportunidad de mejorar la eficiencia de la caldera, implementando control automático del ajuste de oxígeno. Este tipo de control, puede mantener el porcentaje de O₂ en los gases de combustión hasta en 3%. Sin embargo, la experiencia en la región con el HFO indica que la calidad de dicho combustible se ha degradado, por lo que esta medida ya no se está implementando ya que la vida útil de los sensores se reduce drásticamente. Por lo anterior, en lugar la de implementación del control automático, se recomienda realizar la puesta a punto de la caldera de forma periódica, a fin de restablecer la relación de posicionamiento entre el aire y el combustible. De esta manera, se garantiza que, dentro de los límites del control de posicionamiento, el aire de combustión se mantiene al mínimo.

Medida de eficiencia 1.2: Instalar economizador modular para precalentamiento de agua de alimentación

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
136.4	865.64	\$ 1,188.87	0.9%

Situación actual: Actualmente los gases de combustión de la caldera, son expulsados a temperaturas de entre 180 y 230°C. Existe una importante oportunidad de recuperación en este punto, pues el agua de alimentación a la caldera, se inyecta a una temperatura de entre 80 y 90°C.

Descripción de la propuesta: Instalar un economizador de agua de alimentación, para reducir la temperatura de los gases de la chimenea. Esto permitirá incrementar la eficiencia de la caldera y reducir el shock térmico que se produce al alimentarla con agua fría. Otra de las ventajas de la implementación de esta medida es que los cambios en la demanda pueden seguirse más rápidamente, gracias a la mayor temperatura del agua de alimentación.

Se resalta que los economizadores son equipos fáciles de instalar, que no necesitan mucho espacio, pues se instalan directamente en la chimenea de la caldera. El mantenimiento requerido es mínimo, por lo que la implementación de la medida propuesta resulta factible.

Sin embargo, existen limitaciones técnicas referentes a la temperatura mínima a la que pueden enfriarse los gases de la chimenea, para evitar llegar al punto de rocío ácido, en el que ya se dan problemas de corrosión. En la tabla A2.8 se presentan algunos datos de referencia. Debido a la mencionada restricción y al nivel de temperatura de los gases de la chimenea, se recomienda que el economizador sea instalado directamente en la admisión de agua a la caldera, luego de la mezcla con condensados recuperados en el tanque de condensados.

Tabla A2.8: Reporte de emisiones durante la combustión y valores de referencia

No	Combustible	Punto Rocío Acido	Temp. Mínima Chimenea	Temp. Admisible Agua Alimentación
1	Gas Natural	65 °C	121 °C	100 °C
2	Petróleo Liviano	82 °C	135 °C	100 °C
3	Petróleo Bajo Azufre	93 °C	148 °C	104 °C
4	Petróleo Alto Azufre	110 °C	160 °C	115 °C

Medida de eficiencia 1.3: Instalar un controlador automático de la purga de la caldera

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
113.23	848.15	\$ 1,187.59	0.7%

Situación actual: A partir de las mediciones de conductividad y dureza del agua de alimentación y agua de la purga, se determinó el flujo de la purga superficial permanente en 8.3% de la masa de vapor generada. Esto se encuentra en el límite superior del rango de referencia provisto por (Greg Harrell), por lo que se identifica una oportunidad de mejora.

Situación propuesta: Instalar un sistema de control automático que se encargue de monitorear continuamente la conductividad del agua de la caldera, para modular la purga en la medida que sea necesario. Con esto se evitarían purgas excesivas, reduciendo las pérdidas energéticas, pero también se reduce el riesgo de tener purgas insuficientes que deriven en problemas operativos de la caldera por incrustaciones.

Medida de eficiencia 1.4: Incluir un sistema de desgasificación presurizado en el actual tanque de condensados

Beneficios esperados: Los costes de operar un desgasificador térmico rondan el 5% de los costos de un desgasificador químico. Aunque existe un consumo adicional de vapor, este sirve como precalentamiento del agua de alimentación, convirtiéndose en un costo directo de la generación de vapor.

Situación actual: No se cuenta con una etapa de desgasificación para eliminar las partículas de O₂ y CO₂ disueltas en el agua de alimentación de la caldera, que son causantes de corrosión en los diferentes componentes. Esto implica un mayor uso de aditivos y sustancias químicas para el tratamiento del agua, lo cual deriva a un costo adicional de eliminación de purgas, para prevenir posibles deposiciones de sales y otras partículas.

Situación propuesta: Instalar un sistema de desgasificación térmica presurizado en el actual tanque de condensados. Esto permitirá que se reduzcan los paros por mantenimiento y los costos de sustancias químicas para el tratamiento del agua.

Otras buenas prácticas que se sugiere mantener:

Realizar un monitoreo constante de la temperatura de los gases de combustión. Un incremento significativo en la misma, es indicativo de reducción en el coeficiente de transferencia de calor en los tubos de la caldera. La limpieza de las superficies de transferencia de calor, debe realizarse de forma periódica.

Mantener un tratamiento adecuado del agua de alimentación. En la medida que en que se aumente la calidad del agua de reposición, se necesitará un menor volumen de purga. Esto se complementa con el incremento en la recuperación de condensados, que representan el agua más limpia en todo el sistema de vapor.

Medida de eficiencia 2.1: Aislar la superficie de los tanques de condensados

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
103.85	777.84	\$ 1089.14	0.8%

Situación actual: Los tanques de condensados actualmente instalados en la planta no se encuentran aislados. La superficie total de ambos tanques es de 7.70 m², lo que implica una pérdida de 116.31 GJ/año.

Situación propuesta: Recubrir los tanques de condensado con manta de fibra cerámica de 1", para reducir las pérdidas térmicas.

Medida de eficiencia 2.2: Reparación de aislamiento en toda la línea de distribución de vapor.

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
102.65	768.88	\$ 1076.59	0.8%

Situación actual: La mayoría del aislamiento se encuentra en buen estado. Sin embargo, se pudieron identificar secciones que no estaban aisladas y, específicamente en el tanque cocina, aislamiento húmedo por fuga de vapor. Las secciones no aisladas identificadas fueron:

- Tanque de condensados
- Válvulas del manifold sistema de distribución de vapor
- Derivación de vapor hacia warmer
- Sección de tubería de retorno de condensados hacia tanque de condensados
- Superficie de fondo en tanque de cocimiento de jarabe

Situación propuesta: Se propone instalar aislamientos con las características detalladas en la tabla A2.9. El cálculo del espesor óptimo del aislamiento se ha realizado con el programa "3E Plus".

Tabla A2.9: Resultados de cálculos de aislamiento óptico con software 3E Plus

Tramo/Equipo a aislar	Temperatura proceso [°C]	Aislamiento	Espesor [mm]	Ahorro [GJ/año]
Válvulas Manifold	160	Min.Fiber Pipe and Tank, C1393-11	50	88.4
Tanque cocina - fondo	138	MF Blanket C553-11	40	6.3
Entrada de vapor a tanque cocina	138	Min.Fiber Pipe and Tank, C1393-11	25	0.4
Entrada de condensados a tanque de condensados	90	Mineral Fiber PIPE C547-12	65	3.2
Entrada de vapor a warmer	145	Mineral Fiber PIPE C547-12	40	4.3
Ahorro total				102.7

Fuente: Elaboración propia a partir de resultados 3EPlus

Medida de eficiencia 2.3: Reducir las fugas de vapor

Situación actual: A pesar que la planta ha realizado esfuerzos en los últimos meses para reducir las fugas de vapor, por una condición puntual se identificó la existencia de fugas de vapor significativas en el tanque de cocimiento de jarabe. Además, el warmer presentó fuga de condensados.

Situación propuesta: Se sugiere mantener programa de mantenimiento preventivo con miras a identificar y corregir oportunamente las fugas de vapor en la línea de distribución y los equipos consumidores. Como la situación observada es puntual y debida a procesos de mantenimiento y reclamos de garantía, no se incluyen ahorros derivados de esta medida de eficiencia energética.

Medida de eficiencia 2.4: Incrementar el porcentaje de recuperación de condensados

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
246.09	1843.26	\$ 2580.95	2%

Situación actual: Como se ha descrito, la mayoría de los procesos que se alimentan de vapor son de ciclo cerrado. El vapor es usado directamente solo en el proceso de limpieza de filtros de carbón, que se realiza una o dos veces por semana. Cuando este proceso no se encuentra demandando vapor, el porcentaje de recuperación de condensados es de alrededor del 60%.

Situación propuesta: Implementar un programa efectivo de gestión y mantenimiento de trampas de vapor. En este debe considerarse realizar la inspección del desempeño de cada trampa de vapor, al menos una vez al año.

Para llevar a cabo este programa de mantenimiento, es esencial que se cuente con un registro en el que se detalle para cada trampa de vapor su tipo y características técnicas, ubicación dentro de la planta, fecha de instalación y fecha de último control, señales indicativas de falla en el cierre, señales indicativas de falla en la apertura, impacto económico y operacional ante los diferentes tipos de fallas.

El porcentaje de recuperación de condensados en un sistema de vapor debe ser de al menos 80% para considerarse con buen desempeño.

Usos finales de vapor

Medida de eficiencia 3.1: Recuperar calor del agua de proceso del warmer

Beneficios esperados:

Ahorro de energía [GJ/año]	Ahorro de combustible [gal/año]	Ahorro económico	
		\$/año	%
79.87	598.26	\$ 837.69	0.6%

Situación actual: El proceso de enlatado involucra el uso de 2m³ de agua a 69°C y otros 2m³ a 43°C. Actualmente, el warmer opera entre 3 y 4 días a la semana y es necesario renovar el agua de proceso cada día. No se precalienta el agua nueva con el calor del agua de proceso que se desecha.

Situación propuesta: Se recomienda incluir un intercambiador de calor en el desagüe del warmer, a manera de aprovechar el calor del agua que se desecha para precalentar el agua nueva. Esto requerirá la incorporación de un tanque de almacenamiento aislado para almacenar el agua precalentada que será utilizada el día siguiente. Para la implementación de esta medida, es muy importante que en el proceso de planificación de la producción se tome en cuenta una operación del warmer en días consecutivos.

Calculo de ahorros y ruta de implementación

En la tabla A2.10 se presenta el resumen de las medidas de eficiencia energética identificadas y el ahorro estimado de la implementación de las mismas.

Tabla A2.10: Ahorros estimados con la implementación de medidas de eficiencia identificadas

Medida de eficiencia	Ahorro de energía	Ahorro de combustible	Ahorro económico		Nivel de inversión
			\$/año	%	
Aislar la superficie de los tanques de condensados	103.85	777.84	\$ 1,089.14	0.8%	Baja
Instalar economizador modular de agua de alimentación	136.40	865.64	\$ 1,188.87	0.9%	Medio
Reparación de aislamiento en toda la línea de distribución de vapor	102.65	768.88	\$ 1,076.59	0.8%	
Recuperar calor del agua de proceso del Warmer	79.87	598.26	\$ 837.69	0.6%	
Incrementar el porcentaje de recuperación de condensados	246.09	1843.26	\$ 2,580.95	2.0%	Alto
Poner a punto el ajuste aire-combustible de la caldera de forma periódica	448.07	2843.67	\$ 3,926.86	3.0%	
Instalar un controlador automático de la purga de la caldera	113.23	848.15	\$ 1,187.59	0.7%	
Total	1190.83	7557.55	\$ 10,580.57	8.2%	

Nota: La reducción del consumo total no corresponde a la suma aritmética de los ahorros de cada una de las acciones propuestas, ya que se evalúa el efecto de la implementación de todas en conjunto.

Fuente: Elaboración propia

La priorización de las medidas identificadas de acuerdo a su impacto, rentabilidad y dificultad de implementación se presenta en la tabla A2.11. Los criterios y metodología utilizados para realizar esta priorización, son los descritos en la sección “Metodología utilizada para el diagnóstico energético”.

Tabla A2.11: Resultados de priorización de las medidas de ahorro y eficiencia identificadas.

Medida de eficiencia	Impacto	Rentabilidad	Dificultad de implementación	Factor de prioridad
Aislar la superficie de los tanques de condensados	1	10	10	100
Instalar economizador modular de agua de alimentación	1	10	5	50
Reparación de aislamiento en toda la línea de distribución de vapor	1	5	5	25
Recuperar calor del agua de proceso del warmer	1	5	5	25
Incrementar el porcentaje de recuperación de condensados	5	5	1	25
Poner a punto el ajuste aire-combustible de la caldera de forma periódica	5	5	1	25
Instalar un controlador automático de la purga de la caldera	1	10	1	10

Fuente: Elaboración propia

Se recomienda implementar primero las medidas que presentan un mayor factor de prioridad, que según la tabla A2.10 corresponden a medidas que, aunque no tienen un gran impacto en cuanto a la generación de ahorros energéticos, son de fácil implementación y tienen un período de recuperación de la inversión menor a dos años.




Anexo 3 – Análisis de puntos de integración

La metodología de identificación y priorización de posibles puntos de integración de un sistema solar térmico en un proceso industrial, propuesta por la IEA en su documento “Solar Process Heat for Production and Advanced Applications”, consiste en la utilización de una matriz con una serie de indicadores referidos a las características de la demanda y al concepto de integración propuesto. Esta matriz se presenta en la tabla A3.1. Sobre la misma, con base en un análisis de la información con que se cuenta de los procesos de la empresa en estudio o procesos en empresas similares, se realiza una calificación del grado de idoneidad de cada punto, utilizando los colores del semáforo. En la tabla A3.2 se presenta la matriz para calificación propuesta.

Tabla A3.1: Matriz para priorizar puntos de integración de SST a proceso industrial.

		Indicador	Variable	
Análisis de demanda	Demanda	T de retorno	T_p	[°C]
		Salto térmico	ΔT	[°C]
		Demanda anual	Q_a	[KWh/año]
		Capacidad de almacenamiento	Q_{store}	[kWh]
		Tiempo de operación	t_{op}	[h/año]
		Demanda media	$P_{av}=Q_a/T_{op}$	[kW]
	Perfil	Recirculación	$1/rec$	
		Coincidencia de demanda	$C_d=Q_{md}/Q_{dia}$	[%]
		Estacionalidad de demanda	$C_a=Q_{sum}/Q_a$	[%]
	Tecnología	Uniformidad de demanda	$Unif= P_{av,dia}/P_{max,dia}$	[%]
		Reprogramación del proceso	T_i	[h]
		Tolerancia de T equipos	$+/- \Delta T_e$	[°C]
		Tolerancia de T producto	$+/- \Delta T_p$	[°C]
Análisis de esquema de integración	Confiabilidad	Continuidad del proceso	Sin necesidad de paros durante mantenimiento de sistema	
		Balance de cargas	Reducción de uso de equipos con carga excesiva	
		Sistema de control	No se requieren cambios excesivos	
		Lógica de control	No se requieren cambios excesivos	
	Costo	Tamaño de intercambiadores	Pueden usarse los intercambiadores existentes	
		Tamaño de almacenamiento	Se puede evitar instalar almacenamiento adicional	
		Distancia a sistema termosolar	El sistema solar esta cerca de la línea de suministro	
	Beneficio	Energía auxiliar	Bombas del sistema solar solo para circulación	
		Rendimiento anual estimado	Alto rendimiento anual	
		Modulación	El sistema de respaldo puede ser modulado facilmente	
Eficiencia	Dependencia de radiación	Rendimiento anual depende ligeramente de la radiación		
	Reemplazo de cogeneración	No se reduce		
	Reemplazo de procesos de recuperación	No se reduce innecesariamente		

Tabla A3.2: Matriz para calificación de idoneidad de puntos de integración de SST en proceso industrial.

	El punto tiene un indicador de	El concepto de integración puede ser
	Alta idoneidad	Facilmente implementado
	Idoneidad moderada	Puede ser implementado parcialmente con algunos costos /esfuerzos
	Baja idoneidad	No puede ser implementado

Al momento de llenar la matriz de la tabla A3.1, deben haberse identificado y seleccionado previamente los posibles sumideros de calor o puntos de integración a lo largo de todo el proceso. Para la selección de los mismos, la EIA realiza una tipificación que puede resumir todos los procesos unitarios que se realizan en la industria. A nivel de proceso las operaciones consumidoras, independientemente de su concepto de integración, pueden ser asignadas a una de las siguientes categorías:

- (Pre) calentamiento de corrientes de fluido
- Calentar y mantener temperatura en tanques o maquinaria
- Proceso de separación térmica

Además, se hace la distinción entre integración a nivel de suministro o a nivel de proceso. Para la integración a nivel de suministro, se identifica que esta puede hacerse para sistemas cuyo medio de transporte de calor es el vapor, de las siguientes tres formas:

- Generación directa de vapor
- Precalentamiento del agua de alimentación
- Precalentamiento de agua de reposición de la caldera

Siempre a nivel de suministro cuando el sistema es de agua caliente, las posibles formas de integración son:

- Integración paralela con sistema convencional
- Elevar temperatura del retorno
- Elevar temperatura en almacenamiento existente

Para las diferentes categorías arriba listadas (Bettina Muster, 2015) propone un concepto de integración. Los puntos de integración identificados para la empresa en estudio y sus características son la que se presentan a continuación:

Tabla A3.3: Puntos de integración de sistema solar térmico identificados

Punto de integración	Nivel de integración	Medio de transferencia de calor /Forma tradicional de calentamiento	Concepto de integración
Caldera principal	Suministro	Vapor	Calentamiento de agua de reposición
Pasteurizador	Proceso	Intercambiador de calor externo	Calentamiento de corriente de fluido
Warmer	Proceso	Intercambiador de calor externo	Calentamiento de tanque o maquinaria
Tanque Cocina	Proceso	Intercambiador de calor externo	

Para los puntos de integración arriba mencionados, la sección de caracterización de demanda de la matriz de indicadores llena se presenta en la tabla A3.4.

Tabla A3.4: Caracterización de demanda para puntos de integración identificados.

		Indicador	Unidades	Caldera principal	Pasteurizador	Warmer	Tanque Cocina
Análisis de demanda	Demanda	T de retorno	[°C]	27.5	24	27.5	32.2
		Salto térmico	[°C]	62.5	61	37.5	12.8
		Demanda anual	[KWh/año]	365,660	7853,040		72,337
		Capacidad de almacenamiento	[kWh]	0	0		0
		Tiempo de operación	[h/año]	7488	7488	1384	676
		Demanda media	[kW]	48.83	1048.75		107.01
		Recirculación		1	1		1
	Perfil	Coincidencia de demanda	[%]	34	21		100
		Estacionalidad de demanda	[%]	45	50	50	50
		Uniformidad de demanda	[%]	30	100		8
		Reprogramación del proceso	[h]	4	4	4	2
	Tecnología	Tolerancia de T equipos	[°C]	- 60	+/- 2	+/- 5	+/- 5
		Tolerancia de T producto	[°C]	- 60	+/- 2	+/- 5	+/- 5

A continuación, se presentan algunas directrices para la calificación de la idoneidad de los puntos de integración a partir de la información recopilada:

- Los indicadores de temperatura de retorno y salto térmico se refieren al nivel de temperatura requerido por el proceso. La selección del tipo de colector y su eficiencia dependen estrechamente de estos indicadores. Deben priorizarse puntos con baja temperatura de retorno y alto salto térmico.
- La demanda anual determina el rendimiento que el SST puede alcanzar. La evaluación de este indicador debe ser comparativa y deberá darse más prioridad a puntos de integración que tengan mayor participación en la demanda.

- El indicador de almacenamiento determina que tan flexible es la operación del proceso en términos de diferencias entre perfil de suministro y demanda. Deben priorizarse las mayores capacidades de almacenamiento.
- El tiempo de operación se refiere a la cantidad de horas al año que el proceso se encuentra corriendo. Procesos con elevado número de horas de operación deben considerarse prioritarios.
- La demanda media es utilizada para el pre-dimensionamiento del SST. En puntos de integración donde se combina una alta demanda media con un perfil bastante constante, es factible la implementación de sistemas grandes y de bajo costo.
- El indicador de recirculación provee información sobre si el proceso está corriendo en un circuito cerrado, abierto o semi cerrado. Los procesos abiertos son muy adecuados para la integración de SST ya que trabajan a menores temperaturas.
- La coincidencia de la demanda es calculada como la proporción de la demanda entre las 11 y las 3 horas de cada día y la demanda diaria total.
- La estacionalidad de la demanda es evaluada de forma anual, como una proporción entre la demanda en época de verano entre la demanda anual total. Tanto para estacionalidad como para coincidencia de demanda, los puntos con factores menores al 30%, son los menos adecuados para la integración de SST.
- La uniformidad de la demanda se calcula como la proporción entre la demanda promedio y el pico de demanda en un ciclo de operación. Uniformidades inferiores al 30% representan necesidad de tecnología de calefacción auxiliar y son menos interesantes.
- La reprogramación del proceso se refiere a la flexibilidad del mismo para hacer modificación en los horarios de operación de la planta a manera que la coincidencia de la demanda se incremente.
- Los dos últimos indicadores se refieren a los requerimientos de temperatura del producto y de los equipos, y a su tolerancia a fluctuaciones térmicas en la línea de suministro. Los puntos más interesantes para la integración de un SST, son aquellos con mayor tolerancia a dichas fluctuaciones.

Los indicadores referentes al análisis del esquema de integración se encuentran auto-explicados en la tabla A3.1.

Tomando en consideración los criterios arriba descritos, se procedió a llenar la matriz de priorización para los cuatro puntos de integración seleccionados. Esta se presenta en la tabla A3.5.

Debe resaltarse que como producto del análisis realizado se identificaron posibles puntos de integración a nivel de proceso a bajas temperaturas. Sin embargo, como se evidencia en las dos últimas filas de la tabla A3.4, estos tienen una tolerancia a variaciones de temperatura muy reducida, lo que, junto con la demanda baja e intermitente, constituye un mayor grado de dificultad para la utilización de dichos puntos. Por lo anterior, para considerar estos puntos de integración se requeriría de un estudio adicional que permita verificar si es factible el suministro directo de agua caliente, lo que debe realizarse en conjunto con el fabricante para asegurar que las modificaciones a realizar a la maquinaria, para la integración del SST, no implicarían una pérdida de garantía de los equipos. Además, deberá estimarse el potencial ahorro económico por la integración del SST a nivel de proceso. En este estudio, el punto de integración seleccionado para el sistema solar térmico es a nivel de suministro, elevando la temperatura del agua de reposición de la caldera que genera el vapor requerido para suplir la demanda térmica de los procesos.

Tabla A3.5: Matriz de priorización de puntos de integración identificados

	Caldera principal	Pasteurizador	Warmer	Tanque Cocina
Demanda	Green	Green	Red	Yellow
Perfil	Green	Green	Red	Yellow
Tecnología	Green	Yellow	Yellow	Yellow
Confiabilidad	Green	Yellow	Yellow	Yellow
Costo	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow
Beneficio	Green	Green	Yellow	Yellow
Eficiencia	Green	Green	Green	Green
Consolidado	Green	Green	Red	Yellow

Anexo 4 – Presupuesto preliminar y definitivo

La metodología utilizada para la evaluación económica del proyecto involucró la elaboración de un presupuesto preliminar para cada propuesta de proyecto a partir de precios de lista de proveedores nacionales e internacionales, con el que se compararon las propuestas de diseño con colectores de placa plana y colectores de tubo de vacío. Una vez habiendo decidido el tipo de colector solar a utilizar, se procedió a adecuar el presupuesto preliminar con más detalle, a partir del diseño final, que es la que se utiliza para la evaluación de factibilidad económica del proyecto. Adicionalmente se aclara que la estimación no incluye I.V.A. ni los Derechos Arancelarios a la Importación DAI.

En las tablas A4.1 y A4.2 se presentan los presupuestos preliminares para colectores de placa plana y tubos de vacío, respectivamente. En las figuras A4.1 y A4.2 se muestra gráficamente la distribución del costo total en los diferentes subsistemas.

Tabla A4.1 Desglose de Costos - Sistema solar térmico con colectores de placa plana a 60°C

Item #	Cantidad	Descripción	Costo Unit.	Costo Total
Sistema de Captación				
1		10 Colector solar placa plana 2.51 m ²	\$ 867.51	\$ 8,675.10
2		10 Estructura de Soporte cubierta inclinada SO 05 032	\$ 76.80	\$ 768.00
3		160 Materiales de Impermeabilización	\$ 1.20	\$ 192.00
4		10 Accesorios de conexión captador solar	\$ 46.41	\$ 464.10
				\$ 10,099.20
Sistema de Distribución y Acarreo				
5		1 Acumulador Soalr 1.3 m3	\$ 2,696.00	\$ 2,696.00
6		1 Vaso de expansión 300l membrana intercambiable	\$ 921.50	\$ 921.50
7		1 Vaso de expansión de 25 l membrana intercambiable	\$ 54.21	\$ 54.21
8		60 Tramos tubería cobre con aislamiento distribución 15/13 [1m]	\$ 13.00	\$ 780.00
9		16 Válvula de cierre	\$ 24.00	\$ 384.00
10		2 Válvula de vaciado	\$ 13.00	\$ 26.00
11		3 Válvula motorizada	\$ 105.00	\$ 218.00
12		4 Válvula antiretorno	\$ 13.00	\$ 52.00
13		3 Válvula de seguridad	\$ 24.00	\$ 72.00
14		1 Válvula 3 vías	\$ 67.00	\$ 67.00
15		2 Bombas	\$ 628.32	\$ 1,256.64
16		1 Filtro de succión de bomba	\$ 38.70	\$ 38.70
				\$ 6,566.05
Sistema de control y regulación				
17		1 SO 15 033 Central 5 sondas, 5 relés con contador KWH y reloj	\$ 232.80	\$ 232.80
18		4 Sensores (T, P)	\$ 75.00	\$ 300.00
19		1 Disipador de calor dinámico SO 13 023	\$ 1,330.80	\$ 1,330.80
20		2 Purgador de aire automático	\$ 12.00	\$ 24.00
21		1 Caudalímetro (+Digital output signal)	\$ 184.45	\$ 184.45
				\$ 2,072.05
Instalación y Puesta en Marcha				
22		1 Servicio de Instalación y Puesta en marcha	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
				\$ 1,000.00
TOTAL				\$ 19,737.30
			AHORRO ENERGÉTICO kWh-año	22,521.67
			AHORRO MONETARIO	\$ 902.03

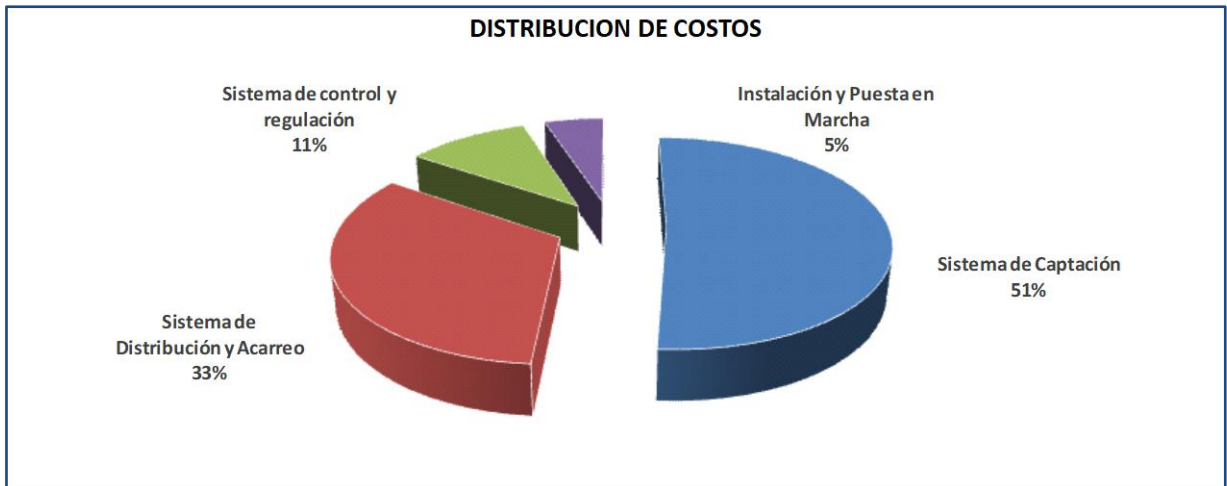


Figura A4.1. Distribución de costo total del sistema en los diferentes subsistemas – Placa plana

Tabla A4.2 Desglose de Costos - Sistema solar térmico con colectores de tubo de vacío a 90°C

Item #	Cantidad	Descripción	Costo Unit.	Costo Total
Sistema de Captación				
1	22	Colector de tubos de vacío 3 m ²	\$ 3,074.96	\$ 67,649.12
2	22	Soporte cubierta inclinada SO 05 031 4 pies 16 fijaciones	\$ 87.60	\$ 1,927.20
3	352	Materiales de Impermeabilización	\$ 1.20	\$ 422.40
4	22	Accesorios de conexión captador solar	\$ 49.98	\$ 1,099.56
				\$ 71,098.28
Sistema de Distribución y Acarreo				
5	1	Acumulador Solar 2.4 m ³	\$ 5,094.00	\$ 5,094.00
6	1	Vaso de expansión 500l membrana intercambiable	\$ 1,295.99	\$ 1,295.99
7	1	Vaso de expansión 100l membrana intercambiable	\$ 343.62	\$ 343.62
8	75	Tramos tubería cobre con aislamiento distribución 15/13 [1m]	\$ 13.00	\$ 975.00
9	22	Válvula de cierre	\$ 24.00	\$ 528.00
10	5	Válvula de vaciado	\$ 13.00	\$ 65.00
11	3	Válvula motorizada	\$ 105.00	\$ 218.00
12	4	Válvula antiretorno	\$ 13.00	\$ 52.00
13	6	Válvula de seguridad	\$ 24.00	\$ 144.00
14	1	Válvula 3 vías	\$ 67.00	\$ 67.00
15	2	Bombas	\$ 698.53	\$ 1,397.06
16	1	Filtro de succión de bomba	\$ 38.70	\$ 38.70
				\$ 10,218.37
Sistema de control y regulación				
17	1	SO 15 033 Central 5 sondas, 5 relés con contador KWH y reloj	\$ 232.80	\$ 232.80
18	4	Sensores (T, P)	\$ 75.00	\$ 300.00
19	1	Disipador de calor dinámico SO 13 025	\$ 1,748.40	\$ 1,748.40
20	8	Purgador de aire automático	\$ 12.00	\$ 96.00
21	1	Caudalímetro (+Digital output signal)	\$ 184.45	\$ 184.45
				\$ 2,561.65
Instalación y Puesta en Marcha				
22	1	Servicio de Instalación y Puesta en marcha	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00
				\$ 2,000.00
TOTAL				\$ 85,878.30
AHORRO ENERGÉTICO			kWh-año	48796.49
AHORRO MONETARIO			\$	1,954.38

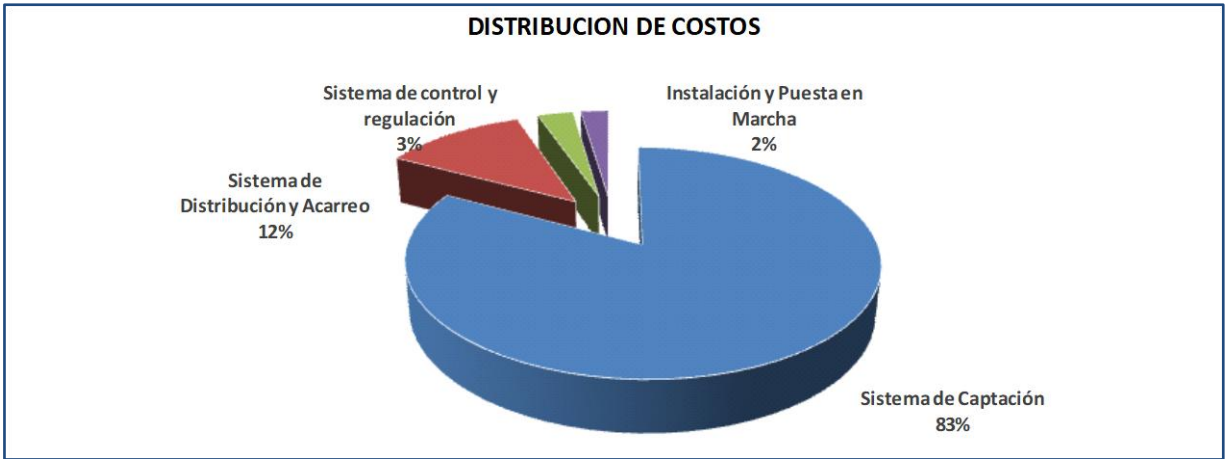


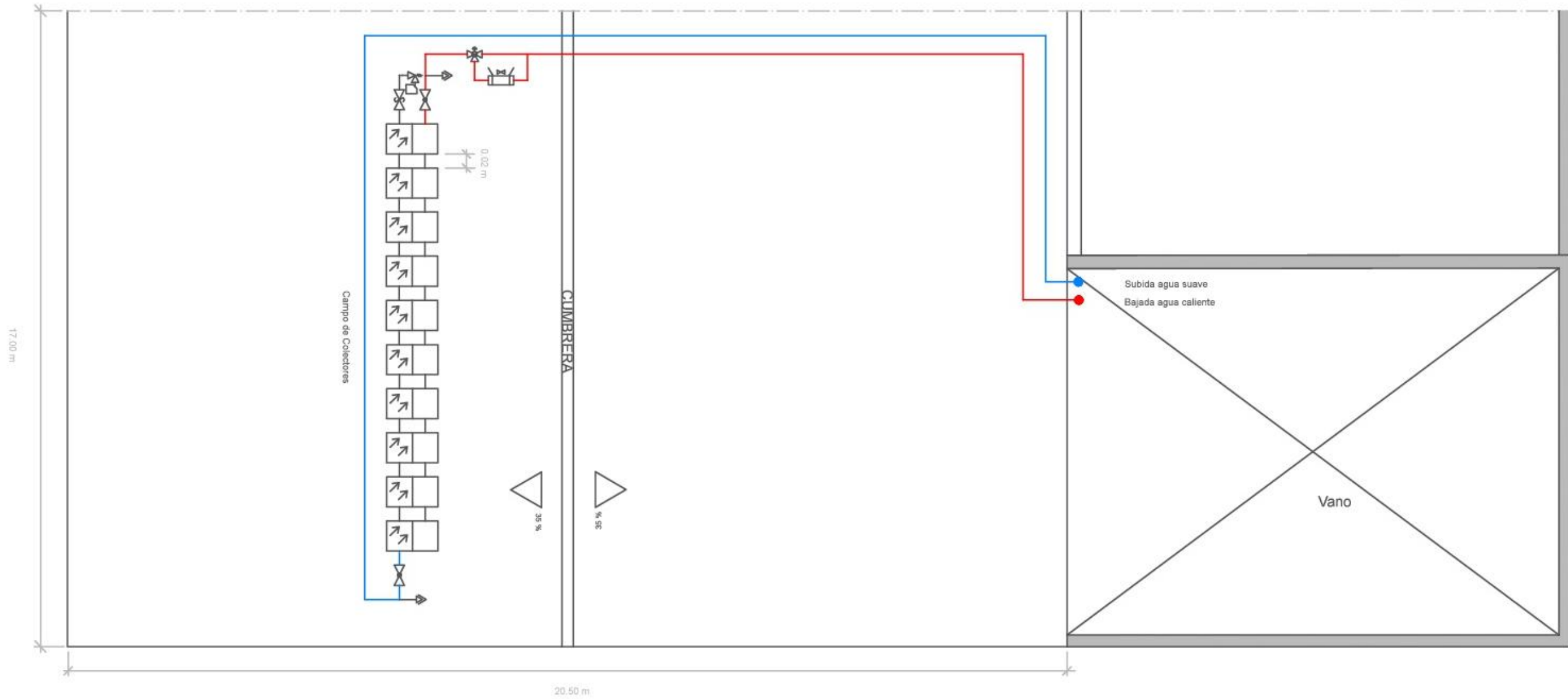
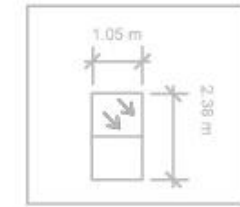
Figura A4.2. Distribución de costo total del sistema en los diferentes subsistemas – Tubos de vacío

Anexo 5 – Planos y distribución espacial

En este anexo se presentan los planos y vistas siguientes:

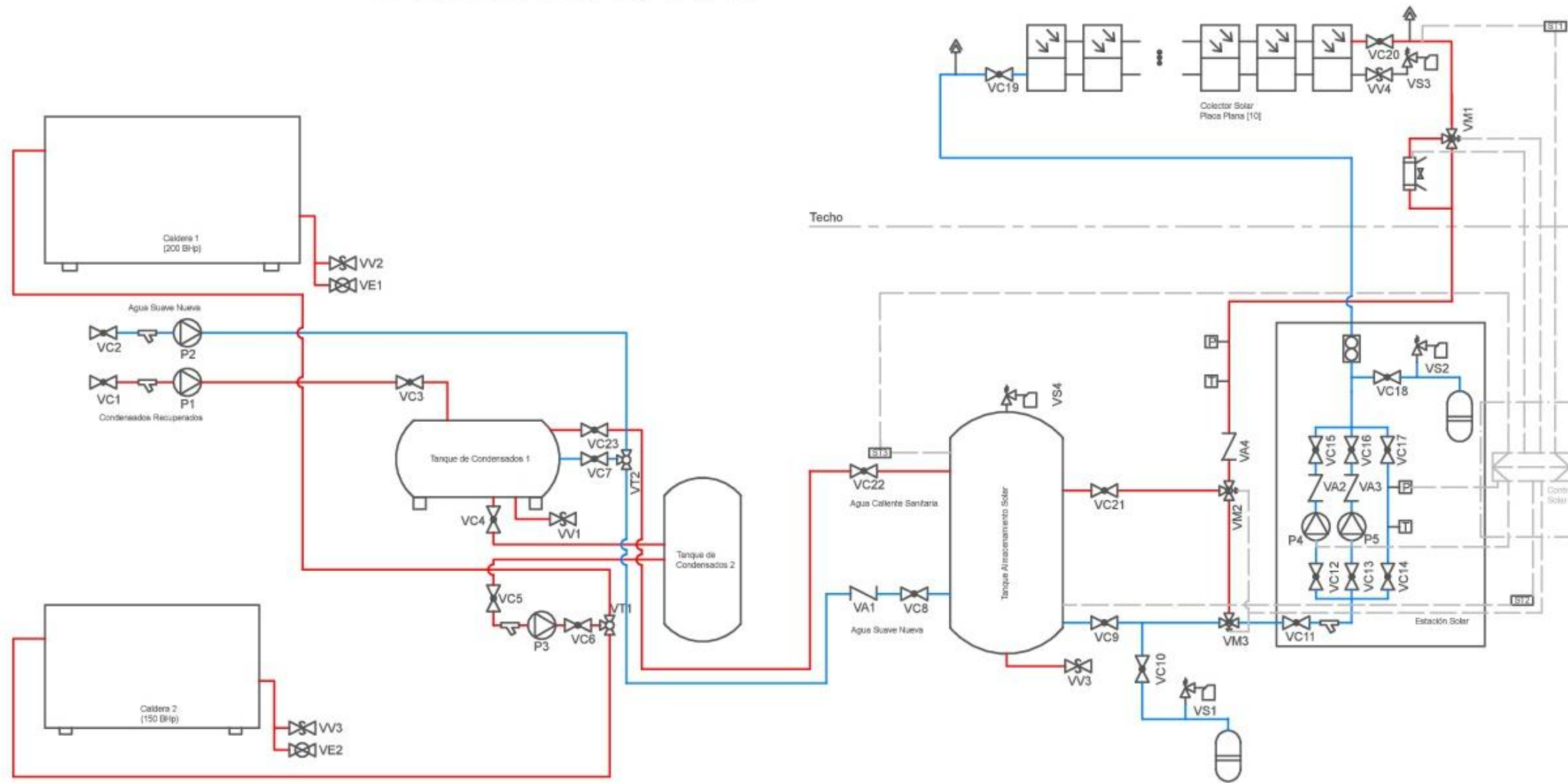
- Plano simplificado de ubicación de sistema solar térmico – Vista de planta
- Plano simplificado de ubicación de colectores solares en techo - Distribución
- Diagrama esquemático de sistema solar térmico propuesto
- Isométrico vista noreste de planta industrial - ubicación del sistema solar térmico
- Distribución en planta de campo colector sobre cubierta
- Distribución en planta de cuarto de calderas
- Vista frontal (sur) de sistema de acumulación solar
- Vistas laterales este y oeste de sistema de acumulación solar
- Vista lateral oeste e isométrico de sistema de acumulación solar
- Isométricos vistas sureste y suroeste de integración de SST

PLANO SIMPLIFICADO DISTRIBUCION EN TECHO COLECTORES SOLARES



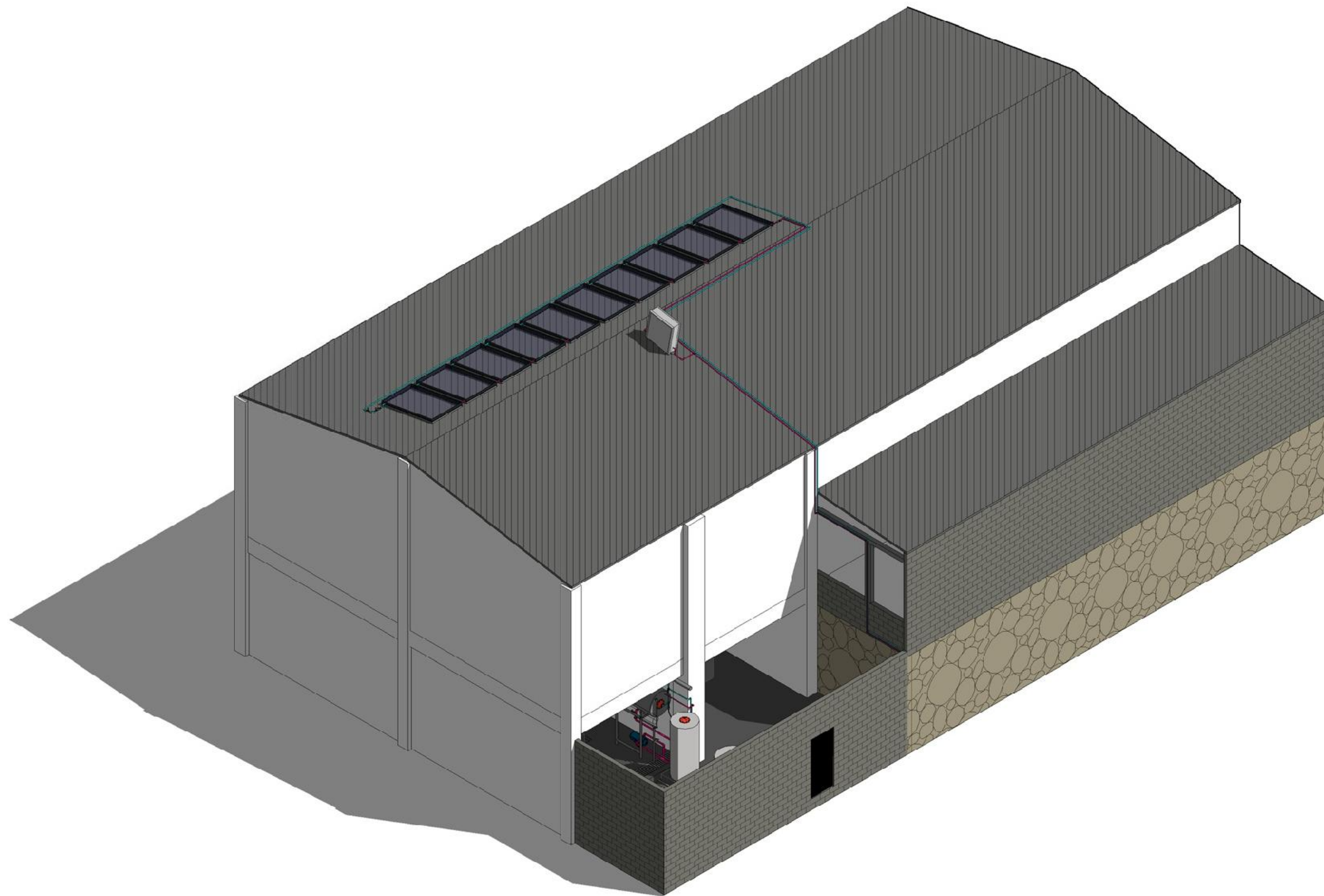
PRESENTAR	VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO	PLANO SIMPLIFICADO, DISTRIBUCION EN TECHO COLECTORES SOLARES	
	ESCALA	SIN ESCALA
FECHA DICIEMBRE 2017	HUJA	02

SISTEMA SOLAR TERMICO INDUSTRIAL



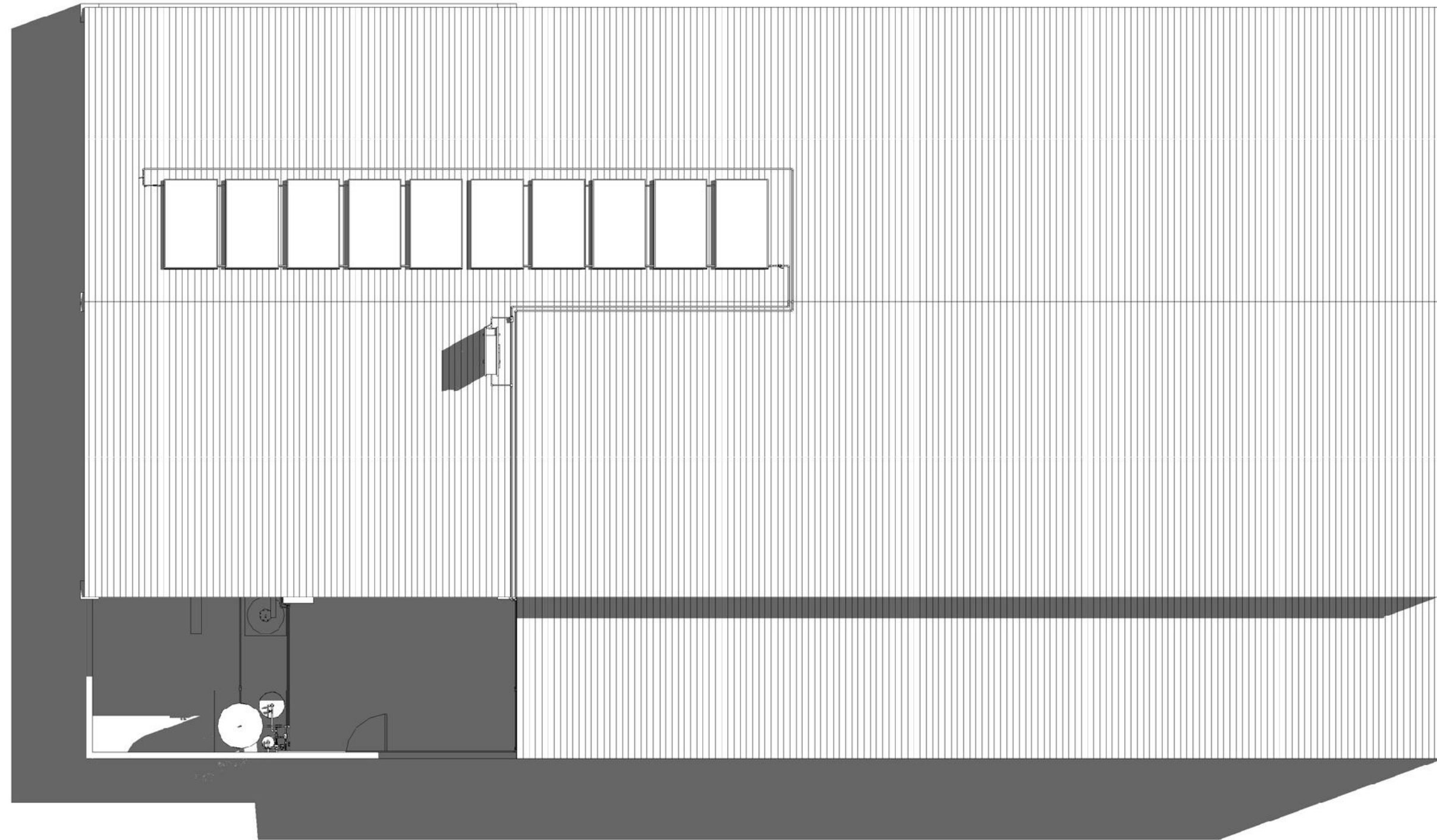
SIMBOLOGIA		
SIMBOLO	Nº	DESCRIPCION
	23	Válvula de corte (VC)
	4	Válvula de vaciado (VV)
	2	Purgador de aire automático
	1	Caudalímetro
	4	Filtro de succión
	4	Bomba (P)
	4	Válvula anti-retorno (VA)
	3	Válvula motorizada (VM)
	4	Válvula de seguridad (VS)
	2	Válvula de 3 vías (VT)
	2	Termómetro
	2	Manómetro
	2	Valvula de esfera (VE)
	1	Disipador de Calor
	2	Vaso de expansión

PRESENTAR:	VALENCIA QUINTANAR
CONTENIDO:	SISTEMA SOLAR TERMICO INDUSTRIAL
FECHA:	DICIEMBRE 2017
ESCALA:	SIN ESCALA
HUJA:	03



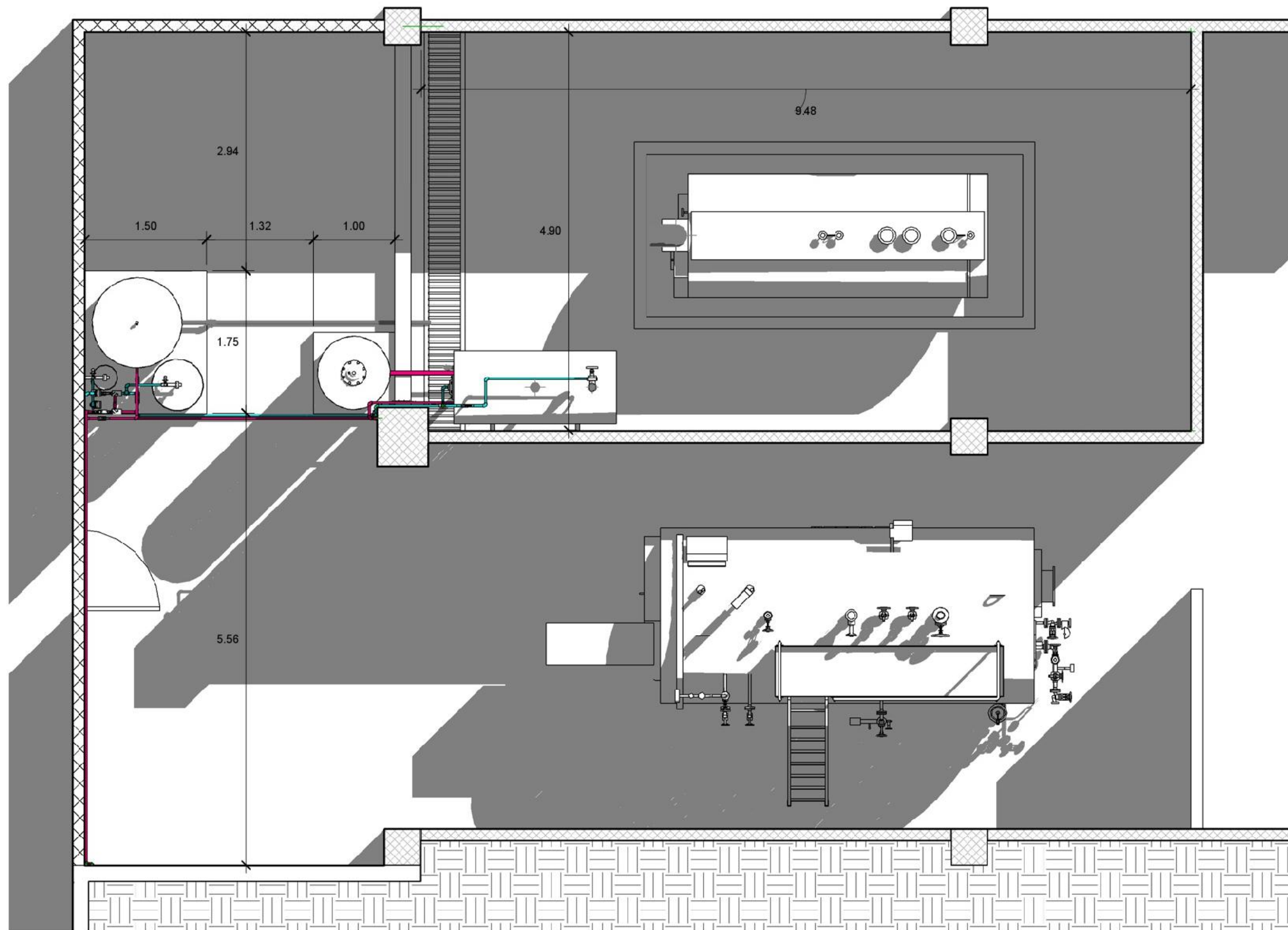
ISOMETRICO VISTA NORESTE CAMPO INDUSTRIAL- UBICACION CAMPO SOLAR TERMICO

PRESENTAN:	VALENCIA QUINTANAR
CONTENIDO:	ISOMETRICO VISTA NORESTE PLANTA INDUSTRIAL UBICACION DEL SISTEMA SOLAR TERMICO
ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017
HOJA:	04



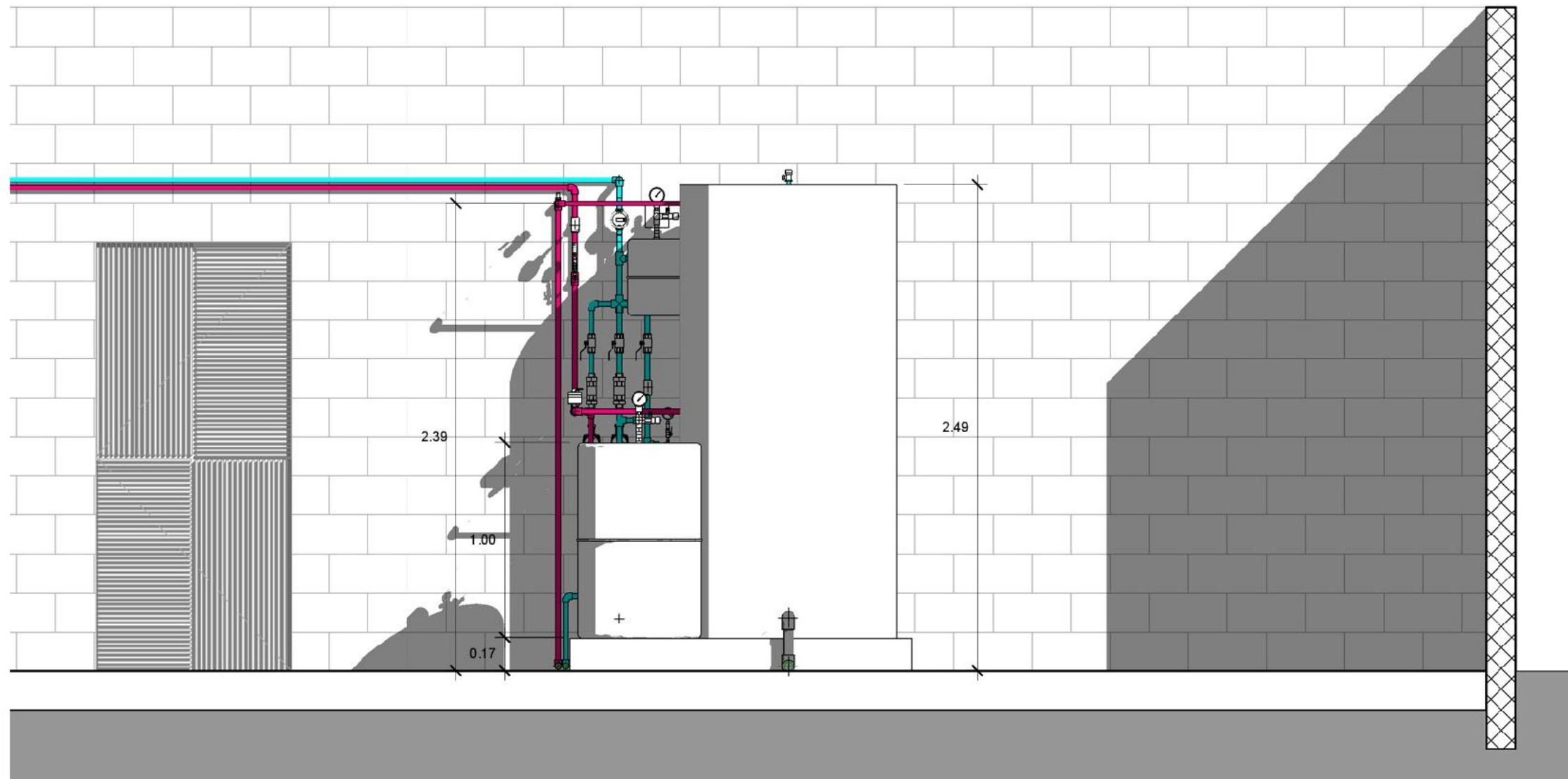
DISTRIBUCION EN PLANTA DE CAMPO COLECTOR SOBRE CUBIERTA

PRESENTAN:		VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO:		DISTRIBUCION EN PLANTA DE CAMPO COLECTOR SOBRE CUBIERTA	
		ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017	HOJA:	05



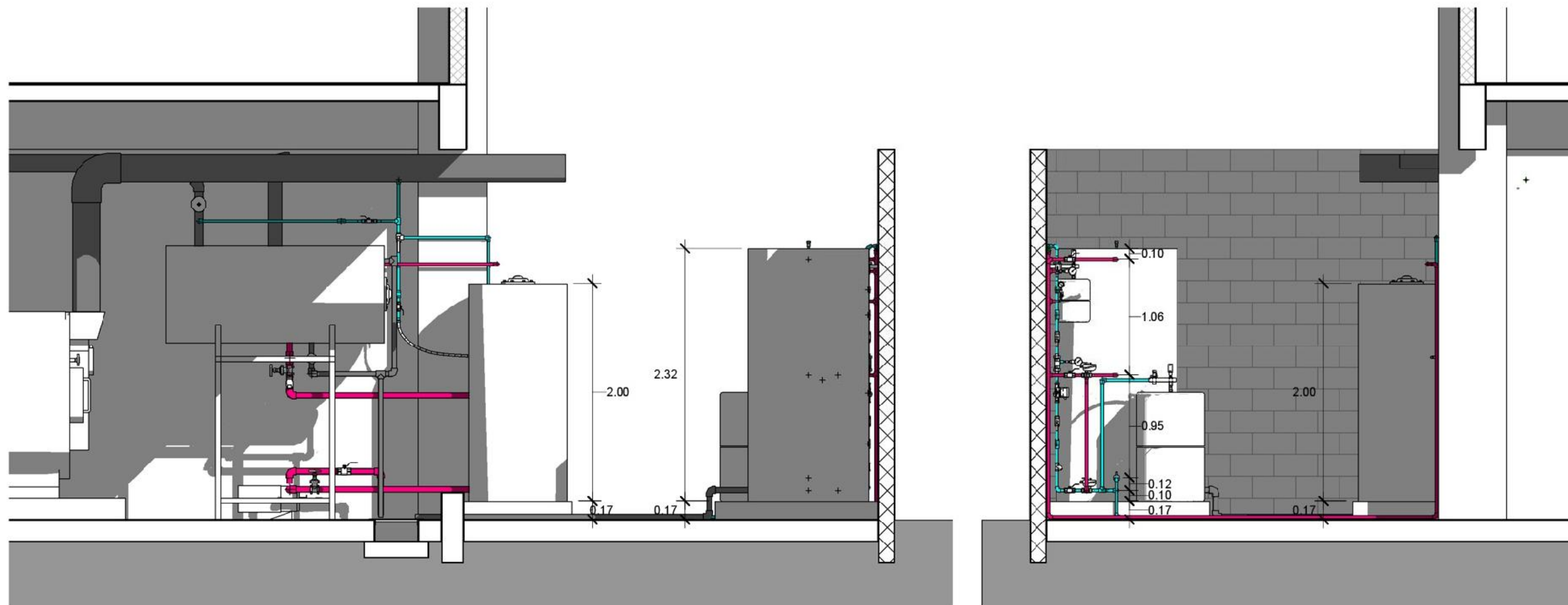
DISTRIBUCION EN PLANTA - CUARTO DE CALDERAS

PRESENTAN:		VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO:		DISTRIBUCION EN PLANTA - CUARTO DE CALDERAS	
		ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017	HOJA:	06



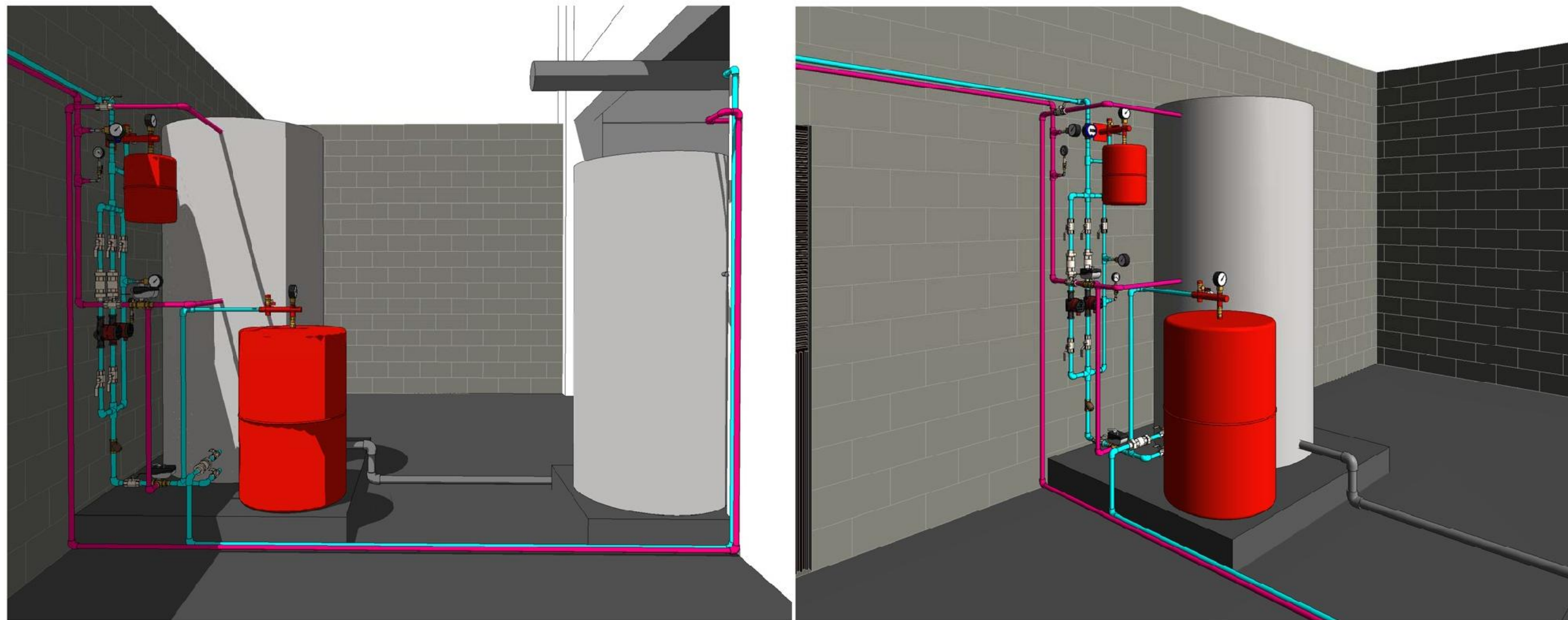
VISTA FRONTAL SUR DEL SISTEMA DE ACUMULACION SOLAR

PRESENTAN:		VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO:		VISTA FRONTAL SUR DEL SISTEMA DE ACUMULACION SOLAR	
		ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017	HOJA:	07



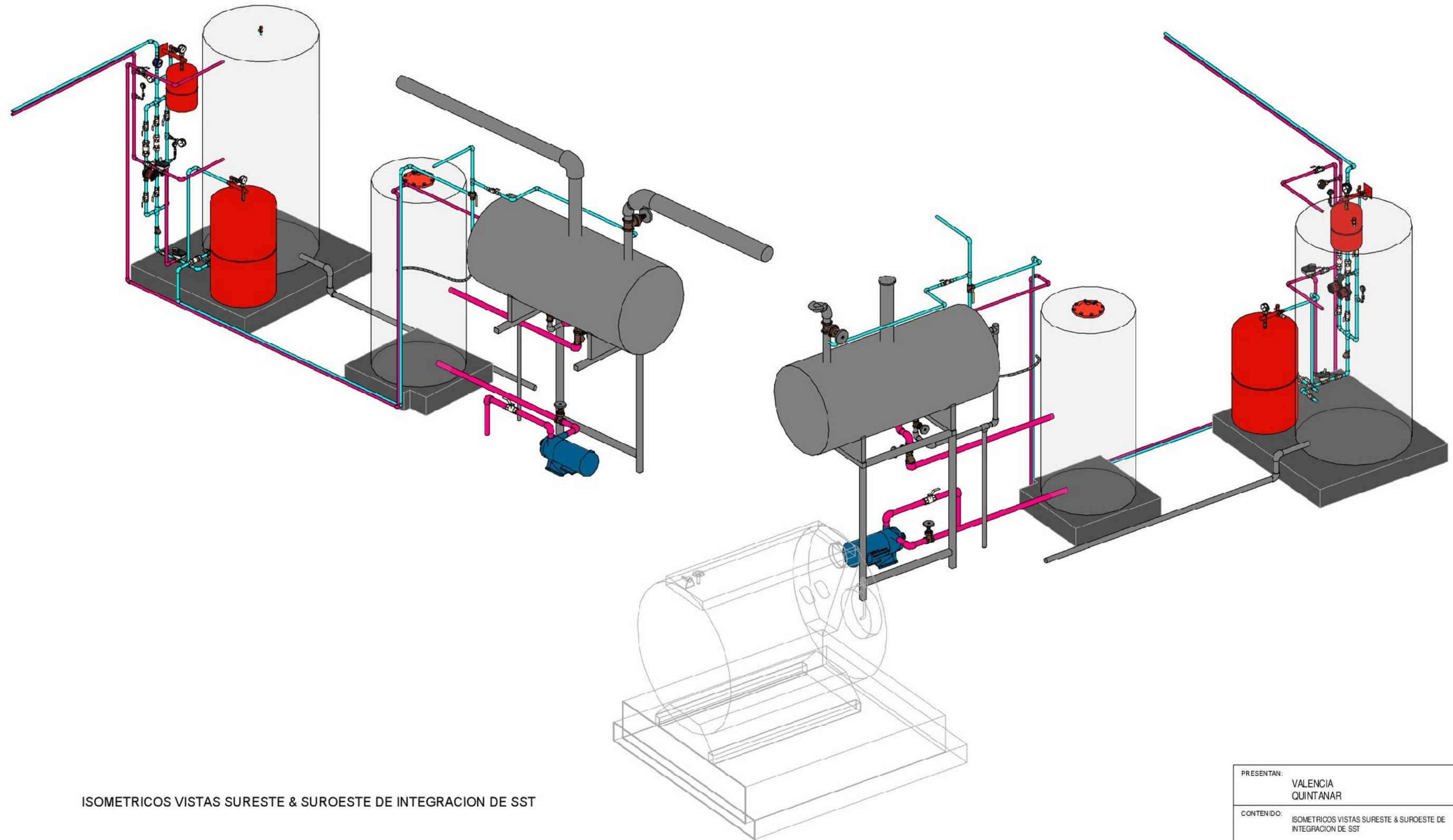
VISTAS LATERALES ESTE & OESTE DEL SISTEMA DE ACUMULACION SOLAR

PRESENTAN:		VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO:		VISTAS LATERALES ESTE & OESTE DEL SISTEMA DE ACUMULACION SOLAR	
		ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017	HOJA:	08



PERSPECTIVA E ISOMETRICO DEL SISTEMA DE ACUMULACION SOLAR

PRESENTAN:	VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO:	PERSPECTIVA E ISOMETRICO DEL SISTEMA DE ACUMULACION SOLAR	
	ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017	HOJA: 09



ISOMETRICOS VISTAS SURESTE & SUROESTE DE INTEGRACION DE SST

PRESENTAN:		VALENCIA QUINTANAR	
CONTENIDO:		ISOMETRICOS VISTAS SURESTE & SUROESTE DE INTEGRACION DE SST	
		ESCALA:	INDICADA
FECHA:	DICIEMBRE 2017	HOJA:	10

Anexo 6– Hojas técnicas de equipos seleccionados

Vitosol 200-F Technical Data

Product Information

Specification

Vitosol 200-F		SV2C	SH2C
Total surface area	ft ² (m ²)	27.0 (2.51)	27.0 (2.51)
Absorber surface area	ft ² (m ²)	25.0 (2.32)	25.0 (2.32)
Aperture* 1	ft ² (m ²)	25.1 (2.33)	25.1 (2.33)
Dimensions* 2			
Width	in. (mm)	41 ¾ (1056)	93 ¾ (2380)
Height	in. (mm)	93 ¾ (2380)	41 ¾ (1056)
Depth	in. (mm)	3 ½ (90)	3 ½ (90)
Optical efficiency* 3	%	82.4	82.4
Heat loss coefficient U1	W/(m ² ·K)	3.79	3.79
Heat loss coefficient U2	W/(m ² ·K ²)	0.021	0.021
Thermal capacity	kJ(m ² ·K)	5.0	5.0
Weight	lb. (kg)	90.2 (40.9)	90.2 (40.9)
Fluid capacity	USG	0.48	0.65
(heat transfer medium)	(L)	(1.83)	(2.48)
Maximum working pressure* 4	psig (bar)	87 (6)	87 (6)
Maximum stagnation temperature* 5	°F (°C)	367 (186)	367 (186)
Connection	in. (mm)	¾ (22)	¾ (22)
Requirements for installation surface and anchorage	Roof construction with adequate load capacity for prevailing wind forces		

* 1 Important for system design considerations.

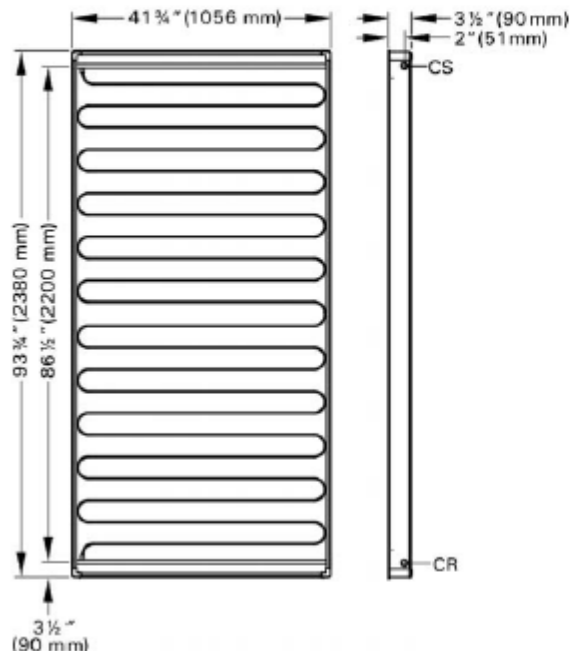
* 2 Dimensions rounded to the nearest ¼ inch.

* 3 Based on absorber surface area.

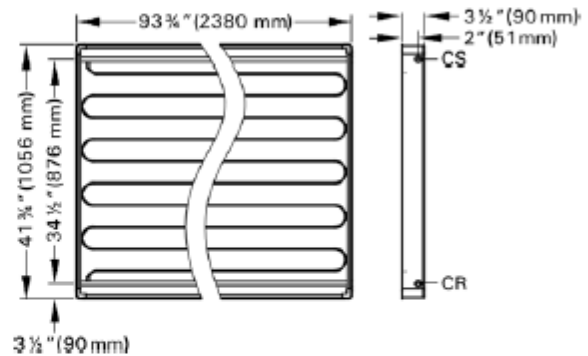
* 4 In sealed systems, operating pressure of at least 15 psig + 0.45 psig x static head (ft.)
(1.0 bar + 0.1 bar x static head (m)) must be present in the collectors in cold condition.

* 5 The stagnation temperature is the temperature which applies to the hottest point of the collector at a global radiation intensity of 3412 Btu/h / 1000 W when no heat is conducted by the heat transfer medium.

Model SV2C (Vertical mounting)



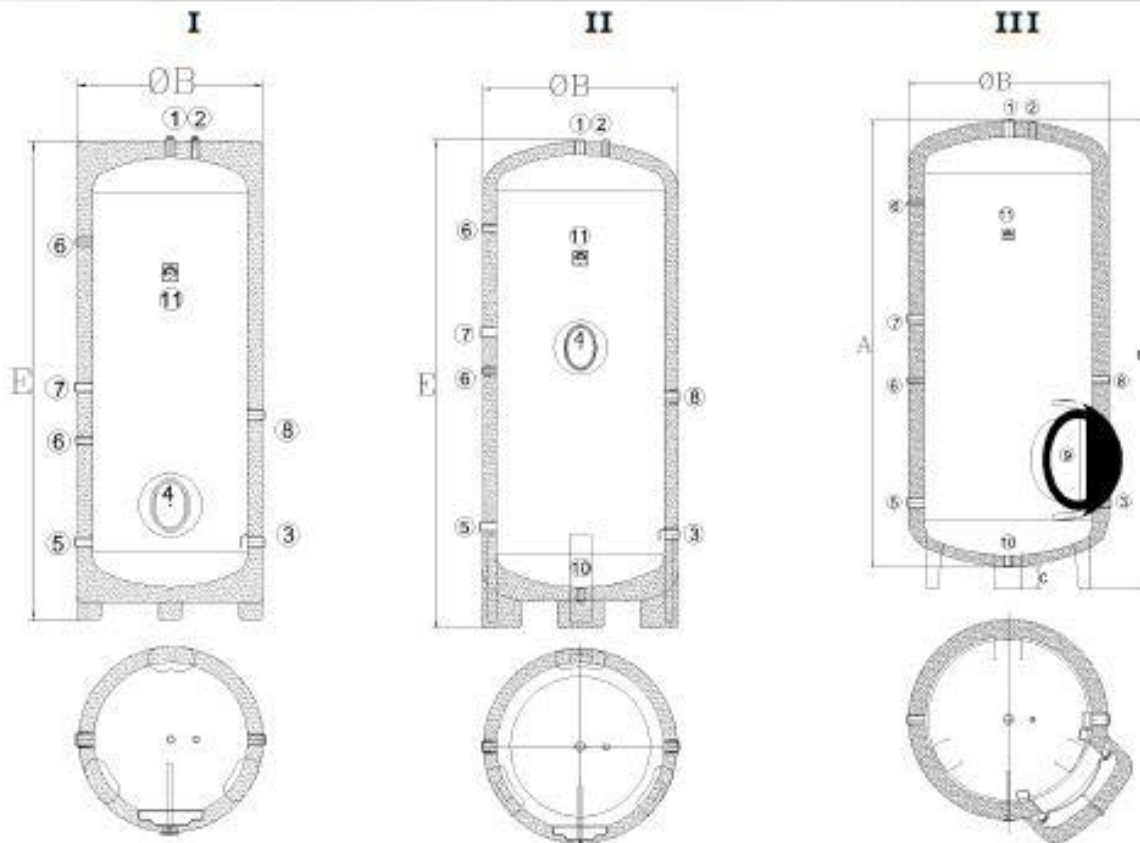
Model SH2C (Horizontal mounting)



Legend

CR Collector return (inlet)
CS Collector supply (outlet)

Dimensiones



MODELO	REFERENCIA	Clase eficiencia energética	LT	Dimensiones (mm)				
				A	ØB	C	D	E
C20	I	1050020	C	80	430		540	980
	I	1050021	C	100	430		740	1170
	I	1050022	C	125	510		590	1055
	I	1050023	C	150	530		740	1245
	I	1050024	C	200	600		740	1300
	I	1050025	C	250	600			1550
	I	1050026	C	300	600			1830
	II	1050027	C	500	750			1880
	II	1050028		740	1740	980	110	1850
	III	1050028B		750	1740	980	110	1850
	III	1050029B		1000	2190	980	110	2300
	III	1050030B		1500	2490	1110	110	2600
	III	1050031B		2000	2290	1360	110	2400
	III	1050032B		2500	2790	1360	110	2900
	III	1050033B		3000	3190	1360	110	3300
	III	1050035B		4000	2070	1940	150	2220
	III	1050037B		5000	2450	1940	150	2600

Clase energética A disponible. Solicite información

Conexiones

1. Salida de agua caliente sanitaria
2. Conexión para válvula de seguridad
3. Entrada agua fría sanitaria
4. Boca de registro - kit eléctrico opcional
5. Retorno a intercambiador exterior
6. Conexión para sondas de temperatura
7. Ida desde intercambiador exterior
8. Recirculación (a partir de 250 Litros)
9. Boca de hombre (a partir de 750 Litros)
10. Vaciado (a partir de 300 L)
11. Termómetro

MOD	REF	LT	Conexiones									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1050020	80	3/4"	1/2"	3/4"	1 1/4"	3/4"	1/2"	3/4"	3/4"		
	1050021	100	3/4"	1/2"	3/4"	1 1/4"	3/4"	1/2"	3/4"	3/4"		
	1050022	125	3/4"	1/2"	3/4"	Elip. 150x100	3/4"	1/2"	3/4"	3/4"		
	1050023	150	3/4"	1/2"	3/4"	Elip. 150x100	3/4"	1/2"	3/4"	3/4"		
	1050024	200	3/4"	1/2"	3/4"	Elip. 150x100	3/4"	1/2"	3/4"	3/4"		
	1050025	250	3/4"	1/2"	3/4"	Elip. 150x100	3/4"	1/2"	3/4"	3/4"		
	1050026	300	1"	1/2"	1"	Elip. 150x100	1"	1/2"	1"	1"		
	1050027	500	1"	1/2"	1"	Elip. 150x100	1"	1/2"	1"	1"		3/4"
	1050028	740	1 1/4"	1/2"	1 1/4"	Elip. 150x100	1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"		1"
C20	1050028B	750	1 1/4"	1/2"	1 1/4"		1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"	øint 400	1"
	1050029B	1000	1 1/2"	1/2"	1 1/2"		1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"	øint 400	1"
	1050030B	1500	2"	1/2"	2"		1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"	øint 400	1"
	1050031B	2000	2"	1/2"	2"		1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"	øint 400	1 1/4"
	1050032B	2500	2"	1/2"	2"		1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"	øint 400	1 1/4"
	1050033B	3000	2"	1/2"	2"		1 1/4"	1/2"	1 1/4"	1"	øint 400	1 1/4"
	1050035B	4000	3"	1/2"	3"		2"	1/2"	2"	1"	øint 400	1 1/4"
	1050037B	5000	3"	1/2"	3"		2"	1/2"	2"	1"	øint 400	1 1/4"

Características Térmicas

Depósito	Clase eficiencia energética	Capacidad ACS	Presión máxima depósito	Temperatura máxima operación	Peso vacío
		L	bar	°C	Kg
C20-80	C	80	8	90	18
C20-100	C	100	8	90	21
C20-125	C	125	8	90	23
C20-150	C	150	8	90	32
C20-200	C	200	8	90	40
C20-250	C	250	8	90	53
C20-300	C	300	8	90	73
C20-500	C	500	8	90	92
C20-740		740	8	90	129
C20-750		750	8	90	149
C20-1000		1000	8	90	161
C20-1500		1500	8	90	249
C20-2000		2000	8	90	413
C20-2500		2500	8	90	490
C20-3000		3000	8	90	538
C20-4000		4000	8	90	681
C20-5000		5000	8	90	768

Tiempo de calentamiento (min)

Energía suministrada (KW)										
	5	10	15	25	35	50	75	100	150	200
C20-80	56	28	19	-	-	-	-	-	-	-
C20-100	70	35	23	-	-	-	-	-	-	-
C20-125	87	44	29	17	-	-	-	-	-	-
C20-150	105	52	35	21	-	-	-	-	-	-
C20-200	-	70	46	28	20	-	-	-	-	-
C20-250	-	87	58	35	25	-	-	-	-	-
C20-300	-	105	70	42	30	21	-	-	-	-
C20-500	-	-	116	70	50	35	23	-	-	-
C20-740	-	-	-	103	74	52	34	26	-	-
C20-750	-	-	-	105	75	52	35	26	-	-
C20-1000	-	-	-	-	100	70	46	35	23	-
C20-1500	-	-	-	-	-	105	70	52	35	26
C20-2000	-	-	-	-	-	-	93	70	46	35
C20-2500	-	-	-	-	-	-	-	87	58	44
C20-3000	-	-	-	-	-	-	-	105	70	52
C20-4000	-	-	-	-	-	-	-	139	93	70
C20-5000	-	-	-	-	-	-	-	174	116	87

1kW=860kcal/hora

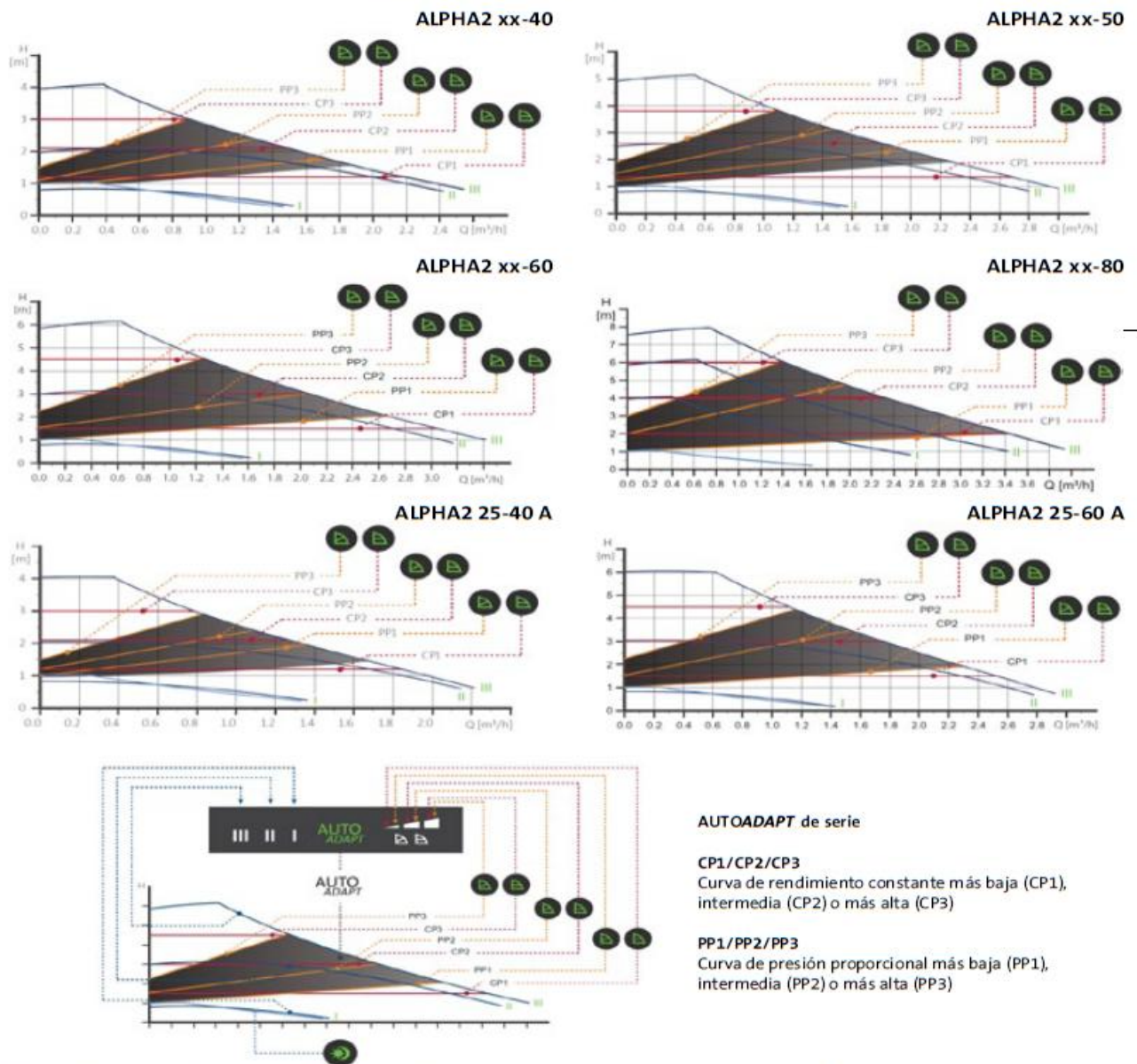
ALPHA2: BOMBAS CIRCULADORAS CON REGULACIÓN DE VELOCIDAD

Grundfos ALPHA2 es una completa gama de bombas circulatoras con las siguientes características:

Función • **AUTOADAPT** adecuada para la mayoría de instalaciones.

- Control de presión diferencial integrado que permite ajustar el rendimiento de la bomba a los requisitos reales del sistema.
- Modo nocturno automático, seleccionable.
- **Modo verano manual***
- **Protección contra funcionamiento en seco***
- **Función automática de desbloqueo con efecto vibración.**
- Pantalla que muestra el consumo energético real en vatios o el caudal real en m³/h.
- Motor basado en tecnología de imán permanente/rotor compacto.

GRUNDFOS ALPHA2 está energéticamente optimizado y cumple la Directiva EuP (normativa de la Comisión (CE) n.º 641/2009) que está en vigor desde el 1 de enero de 2013. Con su índice medio de eficiencia energética (IEE) de 0,15 el IEE de la ALPHA2 está bastante por debajo de los requisitos de la EuP 2013 y 2015 e incluso supera el mejor nivel establecido a este respecto.



(*). Disponible en modelo D y posteriores. El tipo de modelo se indica en la placa de características de la circulatora.

ALPHA2: BOMBAS CIRCULADORAS CON REGULACIÓN DE VELOCIDAD

Temperatura del líquido:	+2 °C a +110 °C (TF110)
Presión del sistema:	Máxima 1.0 MPa (10 bar)
Grado de protección:	IPX4D
Grado de aislamiento:	F
Tensión de alimentación:	1 x 230 V ± 10%, 50/60 Hz, PE



Prueba llevada a cabo y financiada por Grundfos Holding A/S.

MPG11

Conexión de bomba	Longitud	ÍNDICE IEE
G 1	130	≤ 0.15.
		≤ 0.16
		≤ 0.17
		≤ 0.18
G 1 1/2	130	≤ 0.15
		≤ 0.16
		≤ 0.17
		≤ 0.18
	180	≤ 0.15
		≤ 0.18
		≤ 0.16
		≤ 0.17
G 2	180	≤ 0.15
		≤ 0.16
		≤ 0.17
		≤ 0.18

Modelo	Código	Precio
ALPHA2 15-40	97993192	424,00
ALPHA2 15-50	97993193	466,00
ALPHA2 15-60	97993194	487,00
ALPHA2 15-80	98676765	552,00
ALPHA2 25-40	97993195	385,00
ALPHA2 25-50	97993196	424,00
ALPHA2 25-60	97993197	443,00
ALPHA2 25-80	98649753	552,00
ALPHA2 25-40	97704990	385,00
ALPHA2 25-40 A	97993199	443,00
ALPHA2 25-50	97993200	424,00
ALPHA2 25-60	97993201	443,00
ALPHA2 25-60 A	97993202	509,00
ALPHA2 25-80	98649757	552,00
ALPHA2 32-40	97993203	424,00
ALPHA2 32-50	97993204	466,00
ALPHA2 32-60	97993205	487,00
ALPHA2 32-80	98676766	609,00

Las juntas de estanqueidad y las carcasas de aislamiento están incluidas en la entrega
A = con separador de aire
Se suministra sin racores

ACCESORIOS

Racores



MPG51

Bombas	Dimensiones Conexión	Material	PN [bar]	Cantidad
G 1 1/2	Rp 3/4	Fundición	10	2
	Rp 1		10	2
	Rp 1 1/4		10	2
	R 1		10	2
	R 1 1/4		10	2
G 2	Rp 1	Fundición	10	2
	Rp 1 1/4		10	2

Modelo	Código	Precio
U Rp 3/4	529921	14,00
U Rp 1	529922	14,00
U Rp 1 1/4	529821	53,00
U R 1	529925	36,00
U R 1 1/4	529924	20,00
U Rp 1	509921	20,00
U Rp 1 1/4	509922	14,00

Conector ALPHA



MPG51

Descripción
Conector ALPHA, conexión de enchufe estándar
Conector ALPHA en ángulo, conexión de enchufe en ángulo estándar
Conector con codo de 90°, incluido cable de 4 m

Modelo	Código	Precio
Conector ALPHA	98284561	21,00
Conector ALPHA A	98610291	21,00
Conector ALPHA A 4m.	96884669	25,00

■ technical and dimensional data

Model	Code	Capacity	Ø Diameter	H Height	E	Connection
		litri	mm	mm		
SOLAR - PLUS 12	11A2001210	12	270	264	-	3/4" G
SOLAR - PLUS 18	11A2001811	18	270	349	-	3/4" G
SOLAR - PLUS 25	11A2002506	25	300	392	-	3/4" G
SOLAR - PLUS 35 W.F.*	11A2003304	35	380	367	125	3/4" G
SOLAR - PLUS 50 W.F.*	11A2005002	50	380	505	153	3/4" G
SOLAR - PLUS 80	11A2008001	80	450	608	150	1" G
SOLAR - PLUS 105	11A2010503	105	500	665	165	1" G
SOLAR - PLUS 150	11A2015000	150	500	897	216	1" G
SOLAR - PLUS 200	11A2020000	200	600	812	225	1" G
SOLAR - PLUS 250	11A2025000	250	630	957	245	1" G
SOLAR - PLUS 300	11A2030000	300	630	1105	245	1" G
SOLAR - PLUS 400	11A2040000	400	630	1450	245	1" G
SOLAR - PLUS 500	11A2050000	500	750	1340	290	1" G
SOLAR - PLUS 600	11A2060000	600	750	1555	290	1" G

*with feet

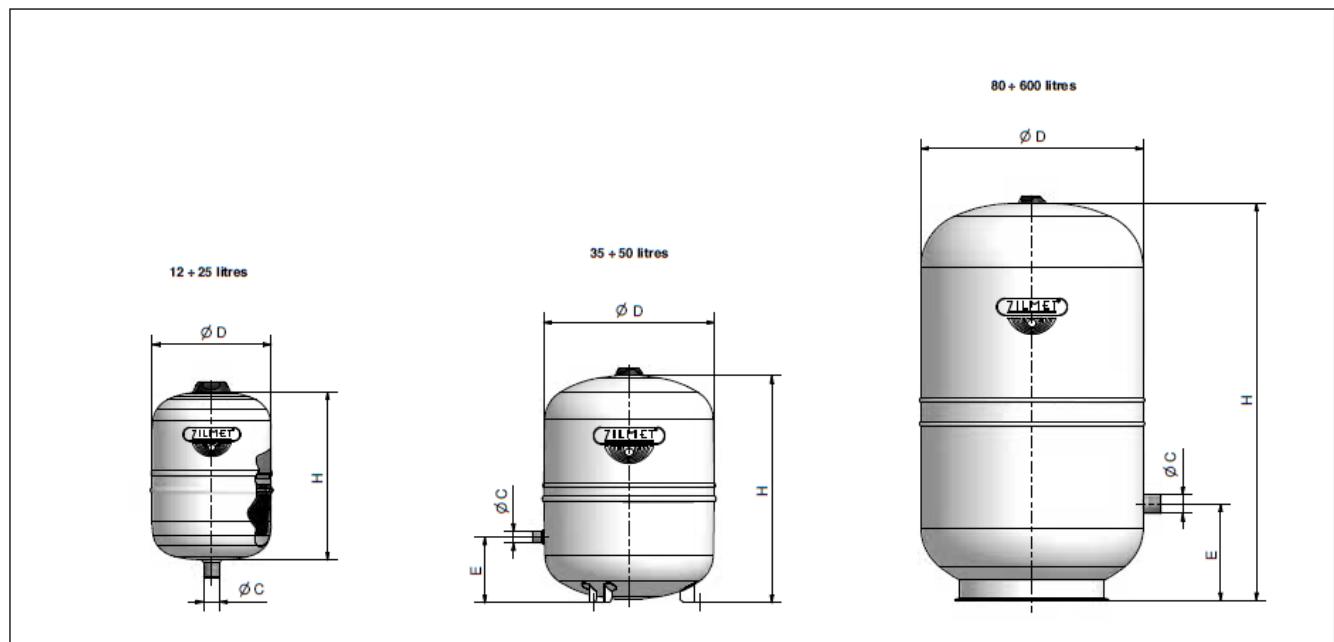
■ material description

Description	Material
shell	carbon steel
connections	carbon steel
membrane	ZILAN special solar membrane
colour	white / red

■ operating conditions

max. working pressure	10 bar
system operating temperature	-10 ÷ 110 °C
membrane operating temperature	-10 ÷ 100 °C
factory precharge	2.5 bar

■ technical drawings



Anexo 7– Plan de mantenimiento

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema solar térmico propuesto, deberá seguirse un programa de mantenimiento preventivo mediante el cual puedan monitorearse los parámetros de operación del sistema e identificar oportunamente cualquier anomalía o deterioro.

El *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura* del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España, en su anexo IX, detalla los procedimientos mínimos a seguir dentro del plan de mantenimiento de un sistema solar térmico. Los criterios generales se definen en tres partes al planificar para todas las operaciones necesarias durante la vida útil: vigilancia, mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

Las dos partes críticas que aseguran el correcto funcionamiento de manera prolongada se describen en el plan de vigilancia de la tabla A7.1, y del plan de mantenimiento preventivo de las tablas A7.2 – A7.5

a) Plan de vigilancia

Este plan se centra en el chequeo continuo de los valores operacionales del sistema y se caracteriza por ser un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales, el alcance mínimo recomendado por el IDEA adaptado al diseño propuesto en este trabajo, es el descrito en la tabla A7.1.

Tabla A7.1: Consideraciones de vigilancia del sistema.

Elemento de la instalación	Operación	Frecuencia (meses)	Descripción
Colectores	Limpieza de cristales	A determinar	Con agua y productos adecuados.
	Cristales	3	Condensaciones en las horas centrales del día.
	Juntas	3	Agrietamientos y deformaciones.
	Absorbedor	3	Corrosión, deformación, fugas, etc.
	Conexiones	3	Fugas.
	Estructura	3	Degradación, indicios de corrosión.
Circuito hidráulico de carga	Tubería, aislamiento y sistema de llenado	6	Ausencia de humedad y fugas.
	Control y regulación	Diaria	Chequeo de errores, alertas, mediciones erróneas, desconfiguración de parámetros de control y regulación
	Purgador automático	3	Degradación, indicios de corrosión.
	Termómetro y barómetro	Diaria	Temperatura/ Presión
	Acumulador solar	3	Purgado de la acumulación de lodos de la parte superior del depósito.

* Inspección visual

b) Plan de mantenimiento preventivo

El plan de prevención es basado en la inspección visual, verificación de la operación y el aseguramiento de los límites aceptables del sistema. El mantenimiento preventivo incluye las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos desgastados por el continuo uso. Las tablas A7.1-A7.5 son adaptadas de las operaciones de mantenimiento preventivo mínimas de IDEA, las cuales deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente.

Tabla A7.2: Consideraciones mínimas de mantenimiento preventivo para sistema de captación.

Equipo	Frecuencia (meses)	Descripción
Captadores	6	Diferencias sobre original
		Diferencias entre captadores
Cristales	6	Condensaciones y suciedad
Juntas	6	Agrietamientos, deformaciones
Absorbedor	6	Corrosión, deformaciones
Carcasa	6	Deformación, oscilaciones, ventanas de respiración
Conexiones	6	Aparición de fugas
Estructura	6	Degradación, indicios de corrosión y apriete de tornillos
Captadores (**)	12	Vaciado parcial del campo de captadores
Captadores (**)	12	Llenado parcial del campo de captadores

* Inspección visual

(**) Estas operaciones se realizarán, según proceda

Tabla A7.3: Consideraciones mínimas de mantenimiento preventivo para sistema de acumulación.

Equipo	Frecuencia (meses)	Descripción
Deposito	12	Presencia de lodos en fondo
Ánodos de sacrificio	12	Comprobación del desgaste
Ánodos de corriente impresa	12	Comprobación del buen funcionamiento
Aislamiento	12	Comprobar que no hay humedad

Tabla A7.4: Consideraciones mínimas de mantenimiento preventivo para sistema hidráulico.

Equipo	Frecuencia (meses)	Descripción
Agua (Fluido calorportador)	6	Comprobar características fisicoquímicas, cuidar alcalinidad
Estanqueidad	24	Efectuar prueba de presión.
Aislamiento al exterior	6	* Degradación protección uniones y ausencia de humedad.
Aislamiento al interior	12	* Uniones y ausencia de humedad.
Purgador automático	12	CF y limpieza.
Bombas	12	Estanqueidad (y revisión de filtros de succión)
Vaso de expansión cerrado	6	Comprobación de la presión.
Sistema de llenado	6	* Actuación.
Válvulas de corte	12	* Actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento.
Válvulas de seguridad	12	* Actuación.

CF: Control de funcionamiento.

* Inspección visual

Tabla A7.5: Consideraciones mínimas de mantenimiento preventivo para sistema de control y regulación.

Equipo	Frecuencia (meses)	Descripción
Tablero eléctrico	12	Comprobar que está bien cerrado para que no entre polvo.
Control diferencial	12	CF - Actuación.
Sondas de temperatura	12	CF - Actuación.
Termostato	12	CF - Actuación.
Presostato	12	CF - Actuación.
Verificación de medida	12	CF - Actuación.

CF: Control de funcionamiento.

Anexo 8– Herramienta de pre dimensionamiento

Metodología F-Chart

El método F-Chart es muy difundido y de exactitud aceptable para estimaciones de largo plazo de la contribución de un SST a la aportación del calor total necesario para suplir las cargas térmicas. El método fue creado en 1973 por los profesores Klein, Beckman y Duffie y se basa en la aplicación de ecuaciones que han sido encontradas de forma empírica, a partir de simulaciones numéricas y experimentales obtenidas con algoritmos de cálculo dinámicos. Esto constituye una limitante para la aplicación del F-Chart ya que las referidas simulaciones se realizaron para tres sistemas básicos: sistemas de calefacción de aire o agua y sistemas de agua caliente sanitaria, por lo que cualquier modificación a dichos conceptos de SST introducen errores en la estimación.

Por lo antes descrito, el F-Chart puede ser utilizado para obtener una primera idea de la dimensión de un campo colector y su cobertura de la demanda, pero para el diseño definitivo de SST a ser integrados en procesos industriales, será necesario realizar simulaciones particulares modelando todas las características constructivas del SST.

Los datos de partida que se utilizan para la aplicación del F-Chart son:

- Datos meteorológicos medios mensuales
- Demanda mensual
- Grado de cobertura deseado
- Características de los colectores solares térmicos
- Capacidad de almacenamiento del sistema

El grado de cobertura del SST se obtiene a partir de los parámetros adimensionales X y Y, mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

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

El parámetro adimensional X relaciona las pérdidas de energía en el captador con la demanda mensual, mientras que el parámetro adimensional Y relaciona expresa la relación entre la energía absorbida por los captadores y la demanda mensual. Las ecuaciones aplicables para el cálculo de dichos parámetros adimensionales se presentan a continuación:

$$X = \frac{E_p}{Dem_{mes}}; E_p = A_c \cdot F'_R U_L \cdot (100 - t_a) \cdot \Delta T \cdot K_1 \cdot K_2$$

Donde:

A_c = Superficie del captador [m^2]

$F'_R U_L$ = Coeficiente global de pérdidas del captador

t_a = Temperatura media mensual del ambiente durante horas de sol

ΔT = Paso de la estimación [s]

K_1 = Factor de corrección por almacenamiento

K_2 = Factor de corrección para ACS

$$Y = \frac{E_a}{Dem_{mes}}; E_a = A_c \cdot F'_R(\tau\alpha) \cdot H_G \cdot N$$

Donde:

$F'_R(\tau\alpha)$ = Parámetro adimensional de la eficiencia optica del captador

H_G = Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación [kJ/m^2 día]

N = Numero de días de cada mes

Modo de uso y descripción de herramienta de pre dimensionamiento

Con el fin de facilitar el pre dimensionamiento de un SST para la evaluación preliminar de su factibilidad de incorporación en procesos industriales y estimación del área de captación, se ha programado una herramienta en Excel que aplica el método F-Chart.

Las entradas para el cálculo se definen en la hoja “Entradas” que presenta el formato siguiente:

a. CARACTERIZACION DE LA DEMANDA		b. DATOS EMPLAZAMIENTO	
a.1 Temperaturas de demanda		Nombre del proyecto	Embotelladora 1
Temperatura del proceso	60 °C	Localidad	San Salvador
Temperatura de retorno	27.5 °C	Latitud	13.785
a.2 Perfil de demanda anual	Personas lizar	Latitud Norte (+)	
	Definir	Latitud Sur (-)	
a.3 Demanda anual	1009	Longitud	-88.189
	Defina el consumo anual en m^3 de ACS a las temperaturas de a.1	Longitud Oeste (+)	
a.4 Fracción solar deseada	0.6 p.u.	Longitud Este (-)	


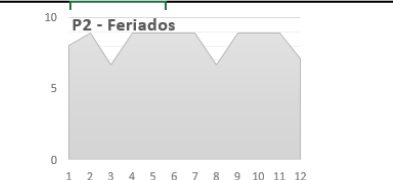

c. PERFILES DE DEMANDA ANUAL		
		

Figura A7.1: Secciones de caracterización de la demanda y datos del emplazamiento de la hora de entradas de herramienta para pre dimensionamiento.

Como se observa, el perfil de demanda anual puede seleccionarse de los tres perfiles predeterminados que son: Demanda constante, feriados y aleatorio. También existe la alternativa de definir un perfil de demanda personalizado mediante la ventana que se presenta en la figura A7.2. El perfil puede definirse en porcentaje, de la demanda anual, en volumen [m³] o en energía [MJ].

Figura A7.2: Ventana para definir perfil de demanda personalizado.

Las demás entradas requeridas, son referentes a las características de los colectores solares y la configuración del campo colector. La herramienta ya cuenta con una base de datos de colectores solares térmicos que pueden ser seleccionados como variable “d2” (ver figura A7.3). Además, existe la posibilidad de agregar colectores solares a dicha base de datos o definir parámetros específicos para el cálculo.

d. CARACTERÍSTICAS SISTEMA SOLAR

d.1 Tipo de colector: FP - Placa plana
 Seleccione el tipo de colector solar a evaluar para su aplicación. Puede tomar como referencia la curva de eficiencia que se muestra en la sección e.

d.2 Características Colector: Vitosol 200-F SV2C

d.3 Inclinación del campo colector: 20 °

d.4 Orientación del campo colector: 5 °
 Definir orientación del campo colector, en grados (Azimut)
 Orientación sur = 0° (+ Oeste)

d.5 Ratio de acumulación: 50
 Volumen específico de acumulación en l/m²

Definir Parámetros Agregar Colectores

Curva de Rendimiento		Características Físicas	
Rendimiento óptico	0.823	Superficie absorbente	2.33
K1	3.792	Superficie apertura	2.51
K2	0.021	K(50°)	0.91

Figura A7.3: Sección de características del sistema solar en hoja “Entradas” de herramienta para pre dimensionamiento.

En la figura A7.4 se presenta la ventana para agregar nuevos colectores a la base de datos, mientras que en la tabla A7.1 se presenta una muestra de la base de datos de colectores que se incluye en el archivo Excel.

Figura A7.4: Ventana para agregar nuevos colectores solares a la base de datos de la herramienta de pre dimensionamiento.

Tabla A7.1: Ejemplo de base de datos de colectores solares en herramienta de pre dimensionamiento

Tipo	Marca y modelo	no	k1	k2	sabs	sap	sb	kteta
CPC - Cilindrico compuesto	Standard	0.646	1.016	0.002	1		1	1
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 200-T SP2A-12	0.756	1.362	0.002	1.6		2.36	1.01
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 200-T SP2A-24	0.756	1.362	0.002	3.19		4.62	1.01
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 200-T SP2 2m2	0.719	1.45	0.0051	2.15		2.87	1.02
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 200-TM SPEA 1.63m2	0.472	1.014	0.004	5.3		5.3	1.009
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 200-TM SPEA 3.26 m2	0.472	1.014	0.004	5.3		5.3	1.009
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 300-TM SP3C 1.51 m2	0.51	1.292	0.004	2.36		2.36	0.917
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 300-TM SP3C 3.03 m2	0.514	1.158	0.005	4.61		4.61	0.986
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 300-T SP3A 2 m2	0.751	1.24	0.0063	2.15		2.87	0.98
ETC - Tubos de vacío	Vitosol 300-T SP3A 3 m2	0.751	1.24	0.0063	3.23		4.32	0.98
FP - Placa plana	Chromagen PA-D	0.797	3.689	0.012	1.85		2.02	0.89
FP - Placa plana	Chromagen PA-E	0.797	3.689	0.012	2.15		2.34	0.89
FP - Placa plana	Chromagen PA-F	0.797	3.689	0.012	2.56		2.77	0.89
FP - Placa plana	Chromagen PA-K	0.797	3.689	0.012	1.52		1.65	0.89
FP - Placa plana	Chromagen PR-D	0.722	3.39	0.014	1.77		2.03	0.86

Al presionar el botón de “Ejecutar” que se encuentra al pie de la hoja “Entradas”, la herramienta realiza el cálculo, que involucra:

1. Recomendación de tipo de colector solar apto para el nivel de temperatura requerido. Esto se presenta en la sección inferior de la hoja de “Entradas”, como puede verse en la figura A7.5. La recomendación se hace únicamente en función de las curvas de eficiencia de los diferentes tipos de colectores solares, que se presentan también en dicha hoja.

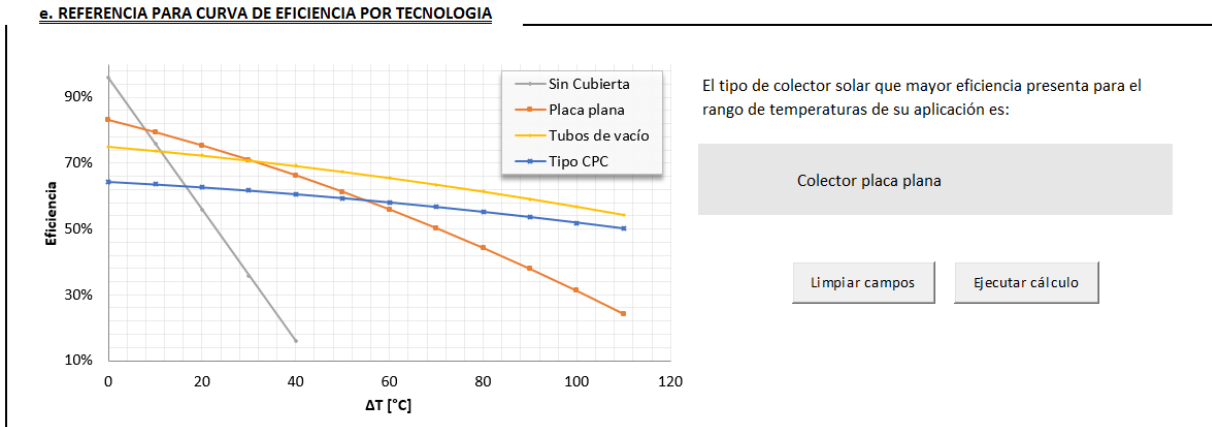


Figura A7.5: Recomendación de tipo de colector solar térmico óptimo para la temperatura requerida.

- Los datos climáticos requeridos para el cálculo son descargados automáticamente de la página Web de la NASA en función de las coordenadas geodésicas definidas en la hoja de entradas. La dirección para descarga es: “<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>”. A pesar que para crear los nomogramas para dimensionamiento del SST propuesto en este trabajo se utilizaron datos de Meteonorm, en esta herramienta se hace uso de datos de la NASA ya que la consulta y descarga de los mismos es libre y más accesible.

Se aclara que el procedimiento programado en la macro con el método F-Chart, involucra una serie de correcciones, ya que los datos de la NASA tienden a estar sobreestimados, según se vio en la sección “Datos del emplazamiento”.

Los datos descargados para el cálculo son:

- Promedio mensual de radiación difusa incidente en superficie horizontal
- Promedio mensual de radiación directa normal
- Promedio mensual de horas de sol diarias
- Porcentaje de nubosidad promedio mensual
- Promedio mensual de temperatura del aire a 10m de la superficie

A manera de ejemplo, en la tabla A7.2, se presentan los datos meteorológicos descargados de la referida página web de la NASA, para las coordenadas geodésicas del sitio de interés.

Tabla A7.2: Variables climáticas en sitio de interés

Temperatura del Aire a 10m												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Promedio 22 años	24.8	25.7	26.2	26.8	26	25.3	25.6	25.6	24.9	24.7	24.7	24.7
Mínimo	21.6	22.3	23.1	24.1	23.8	23.2	22.9	22.9	22.7	22.4	22	21.7
Máximo	28.2	29.1	29.5	29.8	28.5	27.8	28.8	28.8	27.6	27.4	27.8	28.1

Irradiación directa normal sobre superficie horizontal (kWh/m2/day)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Promedio 22 años	7.55	7.47	7.03	6.2	5.07	5.16	6.07	5.76	4.54	5.38	6.81	7.37

Irradiación difusa sobre superficie horizontal (kWh/m2/day)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
22-year Average	1.21	1.41	1.72	2.04	2.23	2.18	2.04	2.11	2.14	1.82	1.38	1.17
Minimum	1.05	1.28	1.52	1.84	2.05	2.06	1.94	1.91	1.96	1.59	1.16	0.94
Maximum	1.38	1.57	1.82	2.26	2.35	2.27	2.18	2.35	2.23	2	1.57	1.32

Horas con luz solar												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Promedio 22 años	11.4	11.7	12	12.4	12.7	12.9	12.8	12.5	12.2	11.8	11.5	11.3

3. Cálculo del factor de corrección R mediante el método de Klein – Theilacker y aplicación de las formulas del F-Chart.

El reporte final que se obtiene como resultado se presenta en la figura A7.6. En la sección “Demanda de calor mensual” del reporte, se preparan los datos de demanda en las unidades deseadas para el posterior cálculo. La sección “Energía incidente” parte de los datos meteorológicos y calcula la radiación incidente en el plano de los colectores solares (considerando inclinación y azimut).

En la sección “Área sugerida” se presenta el resultado del cálculo de área de captación teórica y real y la capacidad volumétrica del tanque de almacenamiento para el almacenamiento específico definido en las entradas. Las gráficas se presentan para evaluar la cobertura que se logra con el área de captación sugerida. Como se observa en la imagen A7.6, al ingresar los mismos datos de demanda y cobertura requerida, el área sugerida por este método es muy similar a la determinada a partir de los nomogramas construidos.



PREDIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA SOLAR TÉRMICO

Hoja de Resultados

Datos generales del proyecto

Proyecto Embotelladora 1
 Localidad San Salvador
 Ubicación 13.785,-88.189

Demanda de calor mensual

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
l/mes @T _c (°C)	69000.00	86000.00	85000.00	80000.00	93000.00	71000.00	81000.00	68000.00	91000.00	93000.00	99000.00	93000.00	1009000.00
Tª demanda (°C)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
Tª agua red (°C)	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
Demanda total (MJ/mes)	9153.99	11409.32	11276.65	10613.32	12337.99	9419.32	10745.99	9021.32	12072.65	12337.99	13133.98	12337.99	133860.51
Demanda a cubrir (MJ/mes)	5492.39	6845.59	6765.99	6367.99	7402.79	5651.59	6447.59	5412.79	7243.59	7402.79	7880.39	7402.79	80316.30

Energía incidente

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
E Superficie a 0° (MJ/m2día)	25.82	24.93	24.07	20.43	15.76	14.75	17.48	17.31	13.47	16.54	21.88	24.81
k	1.160	1.098	1.022	0.951	0.907	0.886	0.888	0.931	0.989	1.058	1.137	1.180
E Superficie a β° (MJ/m2día)	29.94	27.38	24.58	19.44	14.30	13.06	15.53	16.13	13.33	17.50	24.88	29.27
Horas/mes útiles de Sol	353.40	327.60	372.00	372.00	393.70	387.00	396.80	387.50	366.00	365.80	345.00	350.30
Horas/día útiles de Sol	11.4	11.7	12	12.4	12.7	12.9	12.8	12.5	12.2	11.8	11.5	11.3
W/m2 (intensidad) a β°	729.54	650.01	569.07	435.54	312.83	281.27	337.02	358.39	303.48	411.93	600.89	719.43

Rendimiento del colector solar

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Tª ambiente	24.8	25.7	26.2	26.8	26	25.3	25.6	25.6	24.9	24.7	24.7	24.7
Rendimiento (%)	59.07	57.35	54.84	48.46	36.15	30.58	38.66	40.96	33.50	44.87	55.09	58.76

Aportación solar media

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
MJ/m2día	17.68	15.7	13.48	9.42	5.17	3.99	6	6.61	4.47	7.85	13.7	17.2	
Corrección (0,85)	15.03	13.35	11.46	8.01	4.39	3.39	5.10	5.62	3.80	6.67	11.65	14.62	
MJ/m2mes	465.868	373.66	355.198	240.21	136.2295	101.745	158.1	174.1735	113.985	206.8475	349.35	453.22	3128.59

Área suerida

Superficie teórica de captación (m2) **25.672** Superficie real de captación (m2) **28.0**
 Número de colectores **12.0** Volumen de acumulación (l) **1398.0**

Cobertura solar de la instalación

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Demanda corregida (MJ/mes)	5981.96	7455.78	7369.09	6935.61	8062.65	6155.35	7022.30	5895.27	7889.26	8062.65	8582.82	8062.65
Fracción	0.67	0.60	0.59	0.50	0.35	0.37	0.42	0.47	0.32	0.43	0.54	0.62
Energía útil (MJ/mes)	6163.36	6820.80	6599.34	5352.01	4361.46	3507.88	4486.57	4274.57	3890.37	5279.17	7115.32	7699.94

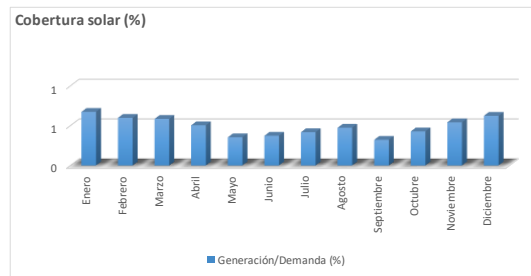
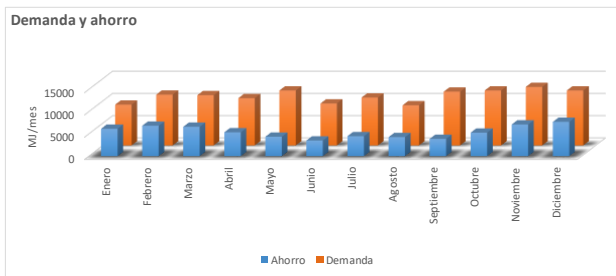


Figura A7.6: Reporte de resultados de herramienta para pre dimensionamiento para SST.

