

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD EN UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO.
CASO DE ESTUDIO EN UN EDIFICIO RESIDENCIAL DE LA COMUNA DE
VITACURA, SANTIAGO**

MAURICIO SCHNAIDT HAGEDORN

Santiago, Chile

2010

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD EN UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO.
CASO DE ESTUDIO EN UN EDIFICIO RESIDENCIAL DE LA COMUNA DE
VITACURA, SANTIAGO**

**VALUATION OF THE PROFITABILITY OF A SOLAR THERMAL SYSTEM.
CASE OF STUDY IN A RESIDENTIAL BUILDING IN THE MUNICIPALITY OF
VITACURA, SANTIAGO**

MAURICIO SCHNAIDT HAGEDORN

Santiago, Chile

2010

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD EN UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO. CASO
DE ESTUDIO EN UN EDIFICIO RESIDENCIAL DE LA COMUNA DE VITACURA,
SANTIAGO

Memoria para optar al título de Ingeniero en Recursos Naturales Renovables

MAURICIO SCHNAIDT HAGEDORN

Profesores Guías	Calificaciones
Sr. Juan Manuel Uribe M. Ingeniero Agrónomo	7,0
Sr. Ricardo Marchant S. Ingeniero Agrónomo, M. Sc.	7,0
Profesores Evaluadores	
Sr. Alejandro León S. Ingeniero Agrónomo, Ph D	6,8
Sr. Víctor García de Cortázar G. de C. Ingeniero Agrónomo, Doctor Ingeniero	6,0

Santiago, Chile

2010

ÍNDICE

I. ABSTRACT	6
II. INTRODUCCIÓN	7
III. OBJETIVOS.....	10
1. Objetivo General	10
2. Objetivos Específicos.....	10
IV. MATERIALES Y MÉTODOS	11
1. Evaluación técnica	11
1.1. Caracterización del edificio en estudio.....	11
1.1.1 Ubicación y orientación.....	11
1.1.2 Plano del edificio en estudio.....	12
1.1.3 Descripción del sistema actual de producción de ACS	12
1.1.4 Consumo mensual de ACS.....	12
1.1.5 Costo mensual del edificio por ACS	12
1.2. Funcionamiento del sistema solar térmico y sus componentes	12
1.2.1 Funcionamiento del sistema solar térmico	12
1.2.2 Componentes del sistema solar térmico	12
1.3. Cálculo de la superficie de colectores solares para el proyecto.....	14
1.3.1 Cálculo de la demanda de ACS	14
1.3.2 Cálculo de la demanda de energía para la producción de ACS.....	14
1.3.3 Determinación de la contribución solar mínima	15
1.3.4 Cálculo de la Irradiancia.....	15
1.3.5 Cálculo del aporte solar	17
1.3.6 Energía neta unitaria disponible diaria, mensual y anual	18
1.3.7 Cálculo de la superficie de colectores solares y cobertura solar	18
1.3.8 Cálculo de la cobertura solar mensual y anual	18
1.4. Distancia mínima y conexión entre colectores solares	19
2. Evaluación Económica.....	21
2.1. Análisis costo beneficio sin subsidio de la Ley 20.365	21
2.1.1 Cálculo de inversión del SST	21
2.1.2 Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST	21
2.1.3 Cálculo del período de amortización de la inversión	22
2.1.4 Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento tipo	22

2.2.	Análisis costo beneficio con subsidio de la Ley 20.365	22
2.2.1	Cálculo del porcentaje de la franquicia tributaria de la Ley 20.365.....	22
2.2.2	Cálculo de inversión del SST con subsidio de la Ley 20.365	22
2.2.3	Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST	23
2.2.4	Cálculo del período de amortización de la inversión	23
2.2.5	Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento	23
2.3.	Análisis de rentabilidad para la inversión de una empresa especializada en SST	23
V.	RESULTADOS.....	25
1.	Evaluación técnica	25
1.1.	Caracterización del edificio en estudio.....	25
1.1.1	Ubicación y orientación.....	25
1.1.2	Plano del edificio en estudio.....	26
1.1.3	Descripción del sistema actual de producción de ACS	26
1.1.4	Consumo mensual de ACS.....	27
1.1.5	Costo mensual del edificio por ACS	28
1.2.	Funcionamiento del sistema solar térmico y sus componentes	30
1.2.1	Funcionamiento del sistema solar térmico (SST).....	30
1.2.2	Componentes del sistema solar térmico	31
1.2.3	Resto de las componentes del sistema solar térmico.....	37
1.3.	Cálculo de la superficie de colectores solares para el proyecto.....	40
1.3.1	Cálculo de la demanda diaria de ACS:.....	40
1.3.2	Cálculo de la demanda de energía para la producción de ACS [MJ/año] ..	40
1.3.3	Determinación de la contribución solar mínima	44
1.3.4	Cálculo de la Irradiancia.....	47
1.3.5	Cálculo del aporte solar	51
1.3.6	Energía neta unitaria disponible diaria, mensual y anual	55
1.3.7	Cálculo de la superficie de captación y cobertura solar	56
1.3.8	Cálculo de la cobertura solar mensual y anual	57
1.4.	Distancia mínima y conexión entre colectores solares	59
2.	Evaluación económica	62
2.1.	Análisis costo beneficio sin subsidio de la Ley 20.365	62
2.1.1	Cálculo de inversión del SST	62
2.1.2	Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST	63
2.1.3	Cálculo del período de amortización de la inversión	64
2.1.4	Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento tipo	64
2.2.	Análisis costo beneficio con subsidio de la Ley 20.365	65

2.2.1	Cálculo del porcentaje de la franquicia tributaria de la Ley 20.365.....	65
2.2.2	Cálculo de inversión del SST con subsidio de la Ley 20.365	65
2.2.3	Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST	65
2.2.4	Cálculo del período de amortización de la inversión	65
2.2.5	Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento	66
2.3.	Análisis de rentabilidad para la inversión de una empresa especializada en SST	66
VI.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN.....	67
VII.	CONCLUSIÓN.....	72
VIII.	BIBLIOGRAFÍA	74
IX.	ANEXOS	76

LISTADO DE ABREVIATURAS

Con el fin de facilitar la lectura del presente documento se utilizaron las siguientes abreviaturas:

ACS: Agua caliente sanitaria

CENSOLAR: Centro de estudios de la energía solar

CDT: Corporación de desarrollo tecnológico, de la Cámara chilena de la construcción

CPP: Colector solar de placa plana

ERNC: Energías renovables no convencionales

OCDE: Organización para la cooperación y desarrollo económico

RITCH: Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios en Chile

SST: Sistema solar térmico

RESUMEN

El consumo de energía en el mundo se incrementará en un 57% entre 2004 y 2030. Para enfrentar este crecimiento Chile tiene como objetivos centrales en materia energética diversificar la matriz, establecer precios competitivos de la energía y que ésta sea sustentable con el medio ambiente. En este escenario, las ERNC permitirían cumplir tales objetivos en una gran medida.

Dentro de las ERNC, la energía solar térmica ha mostrado un crecimiento a nivel mundial en los últimos años, incluido en Chile, que presenta altos niveles de radiación solar para su desarrollo.

Con el propósito de exponer las ventajas de la energía solar térmica, se propuso evaluar la rentabilidad de un sistema solar térmico para producir agua caliente sanitaria en un edificio residencial, ubicado en la Región Metropolitana, a través de una evaluación técnico-económica.

El edificio utilizado como caso de estudio presenta una demanda media diaria anual de 15.839 litros de agua caliente sanitaria y utiliza calderas a gas natural para cubrirla.

A través de la evaluación técnica se determinó que la superficie óptima de colectores solares, para satisfacer el 62,5% de la demanda anual de energía necesaria para producir agua caliente sanitaria, es de 143 m². El resto de la demanda debe cubrirla el sistema convencional de calderas a gas.

La implementación del sistema solar térmico permitiría considerables beneficios económicos a la comunidad del edificio, quienes ahorrarían anualmente \$12.618.371 por un período de 20 años.

El costo de inversión es el factor de mayor sensibilidad debido a su alto valor. No obstante, la inversión se solventa con el ahorro en gas natural y su período de amortización es de 4,8 años. Con la entrada en vigencia de la Ley 20.365, de franquicias tributarias para sistema solares térmicos, el costo de inversión disminuye un 20% y el período de amortización baja a 3,8 años.

Por último, se establecieron recomendaciones en la evaluación técnica dirigidas a la etapa de diseño del sistema solar térmico, con la finalidad de hacer más eficiente su funcionamiento, maximizar su vida útil y optimizar su inversión.

Palabras Claves: Energía solar térmica, agua caliente sanitaria, evaluación técnico-económica.

I. ABSTRACT

Energy consumption in the world will grow a 57% between 2004 and 2030. In order to face that growth, the Chilean Government has the following main objectives regarding energy policy: diversifying the energy matrix, establishing competitive energy prices and respecting the environment and its sustainability. In this scenario, non-conventional renewable energies would accomplish a big portion of these objectives.

Among the different renewable energy surces, solar thermal energy has been growing worldwide in recent years, including in Chile, whose high level of solar radiation plays a key factor.

Profitability of implementing a thermal solar system in a residential building to produce hot sanitary water was analyzed (technically and economically), with the purpose of presenting the advantages of solar thermal energy. The nalyzed building has a daily demand of hot sanitary water of 15.839 liters and uses a natural gas boiler to cover it. The results revealed that installing a total of 143 m² of solar collector flat plate is the optimum size that will satisfy the annual energy demand for domestic hot sanitary water in a 62.5%. The rest of the demand has to be covered by the conventional natural gas boiler system.

The implementation of the solar thermal system would cause important economical benefitsto the building community, who would save \$12.618.371 annually, during 20 years.

The investment cost is the most sensitive factor, due its high value. Nevertheless, the investment cost can be covered by the ammount of saving of natural gas, and its amortization period is 4,8 years. With the recent Law 20. 365 (tax credi for solar thermal systems), the investment cost decreases 20% and the amortization period is 3,8 years.

Lastly, recommendations to design of the solar thermal system were made in the technical evaluation presented in this work, with the intention of optimizing the investment costs, making its operation more efficient, and maximizing its lifetime.

Keywords: Solar thermal energy, hot sanitary water, technical and economic valuation.

II. INTRODUCCIÓN

El consumo de energía en el mundo se incrementará en un 57% entre 2004 y 2030, a pesar de que se espera que el aumento de precios tanto del petróleo como del gas natural siga en aumento. Gran parte de este incremento se producirá en los países con economías emergentes. En el informe Internacional Energy Outlook 2005 se prevé que el consumo de energía en el mercado experimente un incremento medio de un 2,5% por año hasta 2030 en los países ajenos a la organización para la cooperación y el desarrollo económico (OCDE), mientras que en los países miembros, donde Chile ingresó el 2009, será tan sólo del 0,6%. Así, durante este período, los países OCDE incrementarán su demanda energética en un 24%, mientras que el resto de países lo harán al 95% (AIE, 2004).

Por otra parte, la crisis energética a nivel mundial ha hecho que en Chile se vaya tomando conciencia de la importancia de contar con fuentes de energía a menor costo y sustentables. La matriz energética en nuestro país se caracteriza por ser poco diversificada, dejando al país en un escenario de dependencia energética, lo que parece ser un rasgo estructural de su economía. En el año 1990, el 47,7% del consumo bruto de energía primaria del país se abastecía mediante importaciones, proporción que llegó al 72,0% en el año 2003, es decir, Chile importa aproximadamente tres cuartas partes de la energía que consume (Conycit, 2007). Esta situación instala al país en un escenario vulnerable en un contexto internacional caracterizado por alta volatilidad en los precios de los insumos e interrupciones en el suministro. Un ejemplo de esta dependencia e incertidumbre energética fueron las restricciones de gas desde Argentina, decretadas por ese gobierno en mayo del 2008 (como solución a su propia crisis energética) y que llegaron a un 80% durante el primer semestre del 2008 (CNE, 2009). Por esto, el Ministerio de Energía del gobierno del presidente Sebastián Piñera define tres pilares fundamentales en su línea de acción: diversificar la matriz energética, establecer precios competitivos de la energía y que ésta sea sustentable con el medio ambiente.

La reducida diversificación de la matriz energética de Chile se refleja en que un 97,3% de la generación de energía eléctrica en el país tienen su origen en combustibles fósiles y grandes centrales hidroeléctricas, y tan sólo un 2,7% provienen de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), es decir, tan sólo 349 MW de un total de 13.137 MW (CNE, 2009). Algo más auspiciosa es la tendencia mundial, pues a partir de la década del noventa se observa un aumento en el desarrollo de ERNC en los mercados energéticos. A comienzos de 2007, la capacidad instalada de generación eléctrica con ERNC alcanzó los 240 GW a nivel mundial, un incremento del 50% sobre el 2004. Las energías renovables a nivel mundial representan un 5 % de la capacidad global de energía (4.100 GW), y un 3,4% de la producción global de energía, excluyendo las grandes hidroeléctricas (Censolar, 2007).

Según cifras del año 2008 de la Comisión Nacional de Energía, de las fuentes de ERNC en Chile, las pequeñas centrales hidroeléctricas o centrales de pasada (con potencia instalada inferior a 20 MW) constituyen 1,2% de este tipo de energía en Chile. La energía de biomasa, que tiene aplicaciones en la producción de biogás, energía calórica y eléctrica, tiene un potencial instalado de 166 MW. La energía eólica presenta los parques eólicos de Alto Baguales y Canela, con una capacidad instalada en conjunto de 20 MW, a lo que habría que añadir los parques Canela II y Totoral, con una capacidad instalada de 60 MW y 46 MW, respectivamente. La energía mareomotriz y geotérmica aún no presenta proyectos oficiales, limitándose sólo a estudios. La energía solar fotovoltaica aparece como solución para la electrificación rural; cerca de 3.400 familias que viven en zonas aisladas del país han recibido soluciones basadas en este tipo de energía para producir electricidad desde el año 2006 (CNE, 2009). En resumen, las ERNC tienen una participación marginal en Chile y su desarrollo actual está fuertemente orientado a la generación de energía eléctrica a través de centrales hidroeléctricas de pasada y parques eólicos.

No obstante, la energía solar térmica ha mostrado un crecimiento a nivel mundial en los últimos años, incluido en Chile. Consiste en la generación de calor proveniente de la radiación solar, y tiene diversas aplicaciones, como calentamiento de piscinas, procesos industriales, climatización de ambientes, y últimamente generación de electricidad (Cárcamo, 2006). Sin embargo la mayor aplicación y utilidad de este tipo de energía renovable es la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) en viviendas unifamiliares y en edificios residenciales.

Quienes habitan edificios residenciales y han sufrido un aumento progresivo en sus cuentas de gastos comunes por las alzas en el precio del gas natural, han visto en la energía solar térmica una gran oportunidad para solucionar o mitigar dicho aumento. Las ventajas que genera el uso de este tipo de energía renovable son amplias: reducción significativa en los costos para la generación de ACS, reducción considerable de los gastos comunes en edificios residenciales, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, posibilidad de dar un perfil ambientalista o sello verde (uso de energía limpia), reducida intervención en edificios que poseen sistemas tradicionales para producir ACS, mínimo mantenimiento en la mayoría de los componentes del sistema y períodos breves de retorno de inversión. Además la energía solar es inagotable, abundante, llega a todo el mundo y nuestro país cuenta con uno de los niveles más altos de radiación solar a nivel mundial. Las desventajas se relacionan con que es un tipo de energía intermitente, por lo que requiere de un sistema de acumulación, además de un alto costo de inversión.

Los sistemas térmicos solares pueden alcanzar autonomía en los meses de verano para satisfacer la demanda de ACS. Según Pedro Sarmiento, académico del departamento de mecánica de la Universidad Federico Santa María, una instalación solar típica en Santiago, aportaría un ahorro de un 30% en julio y de un 100% en los meses de verano, con un promedio anual de 70%. En los meses donde es menor la radiación solar, el sistema térmico puede incluir un sistema auxiliar, generalmente caldera a gas, que permita calentar el agua cuando las condiciones climáticas han sido desfavorables y se requiere mayor energía que la entregada por el sol, o la demanda de agua caliente ha sido mayor que la prevista.

La aplicación de este tipo de energía renovable sigue siendo muy baja en Chile. Tras un notable crecimiento en los últimos años, la industria sufrió un estancamiento en el 2009, debido a la crisis financiera que afectó al sector inmobiliario. Durante ese año, la superficie instalada de colectores solares en nuestro país alcanzó del orden de los 8.000 m², con una instalación acumulada desde el año 2005 de 28.000 m² (Yañez, 2009). Sin embargo, si consideramos que en Grecia, cuya población es el 65% de la chilena, se instalaron más de 280.000 m² sólo en el 2007, que además en Alemania durante el 2008 se instalaron 1.260.000 m² y que en regiones españolas, como Sevilla, cuentan con más de 180.000 m² de colectores, se concluye que existe un inmenso campo fértil para la explotación de energía solar en nuestro país (Estif, 2009).

Cifras como éstas muestran que la realidad nacional está lejos de la mayoría de los países europeos y algunos asiáticos que están a la vanguardia en tecnología, política energética y aspectos culturales que determinan el uso eficiente de la energía. Por mencionar algunos ejemplos, en España rige un código de edificación que obliga la incorporación de sistemas de captación de energía solar para el calentamiento de agua en todos los edificios nuevos. Según la ubicación geográfica, nivel de consumo y sistema de apoyo elegido, se exige que la contribución solar se encuentre entre un 30% y 70% de la demanda anual (Blanco, 2009). La regulación alemana señala que todas las construcciones nuevas a partir del 1° de enero de 2009 tienen que cubrir el 15% de su consumo energético con energía solar, o el 30% con biomasa, o el 50% con bombas de calor. Adicionalmente, todas las construcciones nuevas no pueden tener un consumo energético mayor a 50 kwh/ m²a, en el caso de viviendas unifamiliares. En Chile el promedio es entre 140 y 170 kwh/ m²a. (Wuest, 2009).

El gobierno chileno dio una clara señal para impulsar el desarrollo de la energía solar térmica. El lunes 23 de Agosto del 2010 entró en vigencia la Ley 20.365, que establece franquicias tributarias para sistemas térmicos solares. La iniciativa busca masificar y consolidar el mercado solar térmico, con subsidios en torno a las 32 UF para viviendas nuevas que aporten al menos un 30% del promedio anual de la demanda de ACS y que su tasación sea hasta 4500 UF, junto a otros requerimientos (Sustentabit, 2009). De esta manera la ley establece un incentivo importante, que puede llegar a cubrir hasta el 100% del costo del sistema solar térmico y de la instalación.

De este modo, la presente memoria de título tiene como finalidad evaluar la rentabilidad de un sistema solar térmico en un edificio residencial de la comuna de Vitacura, Región Metropolitana. Se analizarán aspectos técnicos y económicos que permitan visualizar el funcionamiento y las ventajas que presentan los sistemas térmicos solar para producir ACS.

III. OBJETIVOS

1. Objetivo General

Evaluar la rentabilidad de un sistema solar térmico en un edificio habitacional de la comuna de Vitacura, Santiago.

2. Objetivos Específicos

Evaluar técnicamente la instalación de un sistema solar térmico en un edificio habitacional de la comuna de Vitacura, Santiago.

Evaluar económicamente la instalación de un sistema solar térmico en un edificio habitacional de la comuna de Vitacura, Santiago.

IV. MATERIALES Y MÉTODOS

1. Evaluación técnica

La evaluación técnica tiene la finalidad de caracterizar y evaluar la implementación del sistema solar térmico (SST) desde una mirada técnica. Está constituida por las siguientes etapas:

- Caracterización del edificio en estudio
- Funcionamiento del sistema solar térmico del proyecto y sus componentes
- Cálculo de la superficie de colectores solares para el proyecto
- Distancia mínima y conexión entre colectores solares

Los cálculos efectuados en este estudio cumplen con la normativa del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios en Chile (RITCH) y se basaron en el Manual de Sistemas Solares Térmicos de la Corporación de Desarrollo Tecnológico (CDT) de la Cámara Chilena de la Construcción y en el método del Centro de Estudios de la Energía Solar (Censolar), centro español dedicado exclusivamente a la formación técnica en energía solar, adaptado al proyecto en estudio.

Es importante mencionar que los cálculos realizados cumplen con los requerimientos para optar a la Ley 20.365 de Franquicias Tributarias para SST.

1.1. Caracterización del edificio en estudio

Se generó una línea de base del edificio en estudio con información primaria proporcionada por la administración del edificio y visitas a terreno. La caracterización se definió en los siguientes puntos:

1.1.1 Ubicación y orientación

Se determinó la ubicación cartográfica y la orientación del edificio en estudio.

1.1.2 Plano del edificio en estudio

Se elaboró un plano del edificio de estudio, donde es posible visualizar la cantidad de pisos que lo conforman y la ubicación del sistema actual que produce el ACS. También se determinó la cantidad de departamentos existentes y la superficie de la azotea utilizable para instalar colectores solares, además de la total.

1.1.3 Descripción del sistema actual de producción de ACS

Se describió el sistema actual que utiliza el edificio para producir ACS. Se determinó su capacidad instalada de energía y la capacidad de acumulación de los estanques de ACS.

1.1.4 Consumo mensual de ACS

A través de información suministrada por la Administración del edificio se estableció el consumo mensual [m^3] de ACS durante el año 2008.

1.1.5 Costo mensual del edificio por ACS

A través de información suministrada por la Administración del edificio (cuentas de la empresa Metrogas) se estableció el costo mensual [\$] en gas natural destinado a la producción de ACS correspondientes al año 2008.

1.2. Funcionamiento del sistema solar térmico y sus componentes

1.2.1 Funcionamiento del sistema solar térmico

Se establecieron y caracterizaron los sub-sistemas que conforman el SST que se desea implementar para la producción de ACS. Se diseñó un esquema explicativo para facilitar la comprensión de su funcionamiento.

1.2.2 Componentes del sistema solar térmico

a) Colector solar seleccionado para el proyecto

Se explicó el funcionamiento de los colectores solares térmicos y se caracterizó su composición. Posteriormente se seleccionó el colector solar para el proyecto, a través de consultas de informes técnicos y referentes calificados (empresas importadoras y servicios de asistencia técnica). Se tomó en consideración que el colector seleccionado debe

presentar una ficha técnica (Tabla 1) con los siguientes parámetros que serán utilizados en la evaluación:

Tabla 1: Parámetros mínimos solicitados del colector solar seleccionado

PARÁMETROS SOLICITADOS EN FICHA TÉCNICA
Denominación
Tipo de colector
Superficie bruta
Superficie de apertura
Altura
Ancho
Profundidad
Peso en vacío
Absorbedor
Conexión
Absorción (α)
Emisión
Carcasa
Aislamiento térmico
Factor de conversión (η_0)
Coefficiente de pérdida a1
Coefficiente de pérdida a2
Factor de corrección angular
Inclinación mínima del captador
Inclinación máxima del captador
Presión máxima de trabajo
Vida útil

Fuente: Elaboración propia

b) Resto de las componentes del sistema solar térmico

Se caracterizó el resto de las principales componentes que integran el SST.

1.3. Cálculo de la superficie de colectores solares para el proyecto

Para definir el campo de captación o superficie de colectores solares para el proyecto se utilizó un método elaborado por el Centro de Estudios de la Energía Solar (Censolar), centro español dedicado exclusivamente a la formación técnica en energía solar. Además se consideró que los cálculos para definir la superficie de campo de colectores cumplieran con la contribución solar mínima exigida por el reglamento de la Ley 20.365 de franquicias tributarias para SST.

1.3.1 Cálculo de la demanda de ACS

Se determinó la demanda de ACS (m^3) a partir de datos mensuales de consumo proporcionados por la Administración de edificio por el período del año 2008. Según la cantidad de días de cada mes se procedió a establecer la demanda media diaria por ACS.

$$\text{Demanda media diario ACS} = \frac{\text{consumo mensual ACS}}{\text{días del mes}}$$

$$\frac{[m^3/\text{día}]}{[días]} = \frac{[m^3/\text{día}]}{[días]}$$

1.3.2 Cálculo de la demanda de energía para la producción de ACS

Se determinó la demanda media diaria, mensual y anual de energía para la producción de ACS en el edificio en estudio.

$$\text{Demanda diaria de energía} = \text{demanda diaria de ACS} \times \Delta T \times \rho \times C_e \times 10^{-6}$$

$$\frac{[MJ/\text{día}]}{[m^3/\text{día}] \quad [^\circ C] \quad [1 \text{ kg}/m^3] \quad [J/\text{kg} \cdot ^\circ C]}$$

$$\text{Demanda mensual de energía} = \text{demanda diaria de energía} \times n^\circ \text{ de días del mes}$$

$$\frac{[MJ/\text{mes}]}{[MJ/\text{día}] \quad [días]}$$

$$\text{Demanda anual} = \sum \text{demanda mensual de energía}$$

$$\frac{[MJ/\text{año}]}{[MJ/\text{mes}]}$$

ΔT : Salto térmico, diferencia entre la temperatura deseada para ACS, y la temperatura mensual del agua de la red.

a) Determinar irradiación global media mensual sobre superficie horizontal (H)

Se determinaron los valores medios mensuales de irradiancia [MJ/m^2] sobre superficie horizontal para la localidad donde se encuentra ubicado el edificio en estudio. Se utilizaron los mismos valores del punto Identificación de la zona climática (1.3.3.a).

b) Irradiación media mensual efectiva sobre superficie horizontal (H_e)

Considerando el efecto que tiene la suciedad que se va acumulando sobre los colectores solares, se aplicó un coeficiente de suciedad (cs) sobre la irradiación incidente. De la misma forma se empleó un coeficiente de no perpendicularidad (cnp), justificado en que la irradiancia sólo en una fracción del día forma un ángulo de 90° con la superficie del colector. Ambos coeficientes fueron utilizados para determinar la irradiación media mensual efectiva sobre superficie horizontal (H_e) y sus valores se definieron en base a experiencias de usuarios en SST.

Irradiancia media mensual efectiva = (cs) x (cnp) x irradiancia media mensual

[MJ/m^2]

[MJ/m^2]

c) Selección de la inclinación del colector solar

El ángulo de inclinación de los colectores solares sobre el plano horizontal se determinó en función del período de utilización de la instalación solar térmica.

d) Aplicación del factor de corrección k para superficies inclinadas.

El factor k de corrección para superficies inclinadas representa el cociente entre la energía solar incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Norte e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Es un valor en función de la latitud y está tabulado. Los valores para cada mes del factor k fueron utilizados para determinar la irradiancia media mensual efectiva en superficie inclinada respecto a la horizontal ($H_{\text{inclin.}}$).

Irradiancia media mensual efectiva = k x irradiancia media mensual efectiva horizontal

[MJ/m^2]

[MJ/m^2]

e) Determinación de las horas útiles de sol en un día medio de cada mes

Se establecieron para cada mes la cantidad de horas útiles de sol para el funcionamiento de los colectores solares térmicos. Los datos empleados corresponden a los utilizados por Censolar, para lugares que se encuentran entre las latitudes -25 y -45.

f) Cálculo de la intensidad útil en un día medio de cada mes ($I_{\text{útil}}$)

Se determinó la intensidad útil diaria media mensual [MJ/m^2] sobre los colectores solares para la producción de ACS a través de la siguiente fórmula:

I Intensidad útil diaria media mensual = $\frac{H_{\text{inclin.}}}{\text{días del mes}}$ x tiempo diario útil de sol

$$\begin{array}{ccc} [\text{W/m}^2] & \frac{[\text{MJ/m}^2 \text{ mensual}]}{[\text{días}]} & [\text{Horas}] \end{array}$$

Equivalencias de unidades utilizadas:

$$1 \text{ MJ} = 1.000.000 \text{ J}$$

$$1 \text{ Hora} = 3600 \text{ Segundos}$$

1.3.5 Cálculo del aporte solar

a) Determinación de la temperatura ambiente

Se estableció la temperatura ambiente media diaria para cada mes durante las horas de sol, a partir de datos proporcionados por el manual de buenas prácticas de la Corporación de Desarrollo Tecnológico (CDT, 2008).

b) Cálculo del factor de conversión corregido del colector solar seleccionado (η)

Se corrigió, para cada mes, el factor de conversión o rendimiento del colector solar seleccionado para el proyecto. Se entiende por factor de conversión al porcentaje de la energía calórica del sol que es utilizada para la producción de ACS.

$$\eta = \eta_0 - (\text{pérdidas}) = \eta_0 - (a_1 x + a_2 x^2 G)$$

η_0 : Factor de conversión del colector solar seleccionado

a_1 : Coeficiente uno de pérdidas $[\text{W}/[\text{m}^2\text{°C}]]$

a_2 : Coeficiente dos de pérdidas $[\text{W}/[\text{m}^2\text{°C}]]$

G : Intensidad diaria útil, $I_{\text{inclin.}}$ $[\text{W}/\text{m}^2]$

x : $\frac{T^\circ \text{ deseada} - T^\circ \text{ ambiente}}{G}$ $[[^\circ\text{C m}^2]/\text{W}]$

c) Aportación solar diario

Se calculó el aporte solar para la producción de ACS, a través del siguiente procedimiento:

Aporte solar diario = Irradiancia diaria media mensual efectiva x (η)

$$\begin{array}{cc} [\text{MJ/m}^2] & [\text{MJ/m}^2] \end{array}$$

1.3.6 Energía neta unitaria disponible diaria, mensual y anual

Se aplicó un factor de pérdida del sistema (fps), utilizado por Censolar para sistemas solares térmicos en edificios residenciales, sobre el aporte solar diario. Este factor contiene diversas pérdidas de calor que se producen en distintas zonas del SST antes de los puntos de consumo de ACS. Al aplicar el factor se determinó la energía neta unitaria disponible diaria, utilizable para producir ACS.

Energía neta unitaria disponible diaria = (fps) x aporte solar diario

$$[\text{MJ}/\text{m}^2] \qquad \qquad \qquad [\text{MJ}/\text{m}^2]$$

Energía neta unitaria disponible mensual = energía neta disponible diaria x días del mes

Energía neta unitaria disponible anual = \sum energía neta unitaria disponible mensual

1.3.7 Cálculo de la superficie de colectores solares y cobertura solar

a) Cálculo de la superficie mínima necesaria de captación

Superficie necesaria de captación = $\frac{\text{Contribución solar mínima}}{\text{Energía neta unitaria disponible anual}}$

$$[\text{m}^2] \qquad \qquad \qquad \frac{[\text{MJ}/\text{año}]}{[\text{MJ}/\text{m}^2]}$$

b) Cálculo de la cantidad necesaria de colectores solares

Cantidad necesaria de captadores solares = $\frac{\text{Superficie necesaria de captación}}{\text{Superficie unitaria del colector solar}}$

1.3.8 Cálculo de la cobertura solar mensual y anual

Se cálculo el porcentaje de la demanda mensual y anual de energía para la producción de ACS que cubre el SST.

a) Energía neta mensual disponible con campo de colectores solares

E_n mensual = E_n diaria x Superficie de campo de colectores

E_n mensual = Energía neta disponible del campo de captación mensual

E_n diaria = Energía neta unitaria disponible diaria

b) Cobertura solar mensual y anual (%)

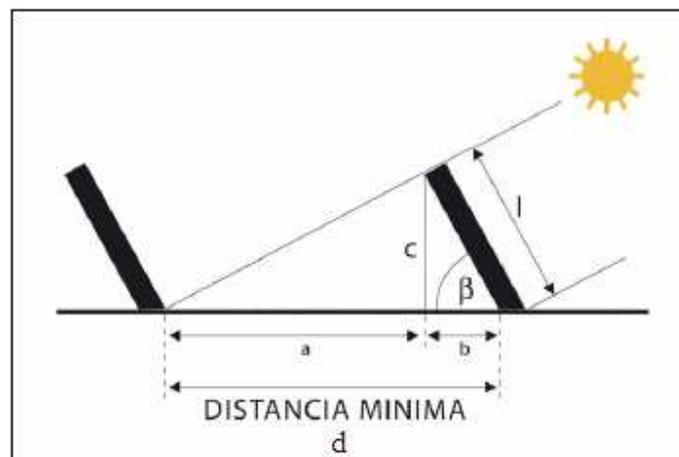
$$\text{Cobertura solar mensual} = \frac{E_n \text{ mensual} \times 100}{\text{Demanda mensual de energía}}$$

$$\text{Cobertura anual} = \sum \text{cobertura solar mensual}$$

1.4. Distancia mínima y conexión entre colectores solares

Se estableció la distancia mínima que debe existir entre los colectores para evitar sombras entre ellos. Para esto el Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios en Chile (Ritch, 2010) exige un mínimo de distancia entre los colectores, que deben garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esto consistió básicamente en un problema geométrico como se muestra en la Figura 1. Además se analizó si el área del campo de colectores necesarios para el proyecto es viable en relación a la superficie instalable que presenta el edificio en estudio y se determinó el tipo de conexión entre los colectores solares y su distribución en la azotea. El criterio considerado para seleccionar el tipo de conexión se basó en buscar la mejor alternativa para lograr un equilibrio de producción de ACS entre temperatura de acumulación o deseada y caudal de trabajo.

Fig. 1. Distancia mínima entre los colectores solares



Fuente: CDT, 2007

La distancia mínima **d** se calculó a través de la siguiente fórmula:

$$d \geq a+b$$

d: distancia mínima entre los colectores solares

I: largo del colector solar seleccionado [mm]

β : ángulo de inclinación de colector solar respecto al plano horizontal

$$c = \text{Sen } \beta \times I \text{ [mm]}$$

$$a = c \times k$$

k: coeficiente adimensional. Valor tabulado en el Manual de buenas prácticas de la CDT.

$$b = \text{Cos } \beta \times I$$

$$\text{Ahorro mensual por departamento tipo [\$]} = \frac{\text{Ahorro mensual}}{\text{N}^\circ \text{ de departamentos del edificio}}$$

$$\text{Ahorro anual [\$]} = \sum \text{ahorro mensual por departamento tipo}$$

2.1.3 Cálculo del período de amortización de la inversión

Se determinó el período de tiempo en que el edificio en estudio recuperará la inversión del SST.

$$\text{Período de amortización} = \frac{\text{Costo de inversión}}{\text{Ahorro anual del edificio}}$$

$$\begin{array}{cc} \text{[años]} & \text{[\$]} \\ & \text{[$/año]} \end{array}$$

2.1.4 Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento tipo

Se determinó el ahorro total por la implementación del SST durante su vida útil.

$$\text{Ahorro total} = (\text{ahorro mensual} \times t) - \text{costo de inversión}$$

$$\begin{array}{cccc} \text{[\$]} & \text{[\$]} & \text{[años]} & \text{[\$]} \end{array}$$

t: vida útil del SST.

2.2. Análisis costo beneficio con subsidio de la Ley 20.365

2.2.1 Cálculo del porcentaje de la franquicia tributaria de la Ley 20.365

Se estableció el porcentaje de beneficio tributario sobre la inversión del proyecto que le corresponde al edificio en estudio. Para esto se determinó la tasación en UF de los departamentos que integran el edificio en estudio, y según los rangos de subsidio que aparecen en el reglamento de la Ley 20.365 de franquicias tributarias.

2.2.2 Cálculo de inversión del SST con subsidio de la Ley 20.365

Se utilizó el mismo presupuesto solicitado en el punto 1.1. A este costo de inversión se le descontó el porcentaje de subsidio tributario definido en el punto 2.1.

$$\text{Costo de inversión con Ley 20.365 [\$]} = \text{costo de inversión} \times (1 - \% \text{ beneficio tributario})$$

2.2.3 Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST

Corresponden a los mismos valores determinados en el punto 1.2.

2.2.4 Cálculo del período de amortización de la inversión

Se determinó el período de tiempo en que el edificio en estudio recuperará la inversión del SST considerando el beneficio tributario.

$$\text{Período de amortización} = \frac{\text{Costo de inversión con Ley 20.365}}{\text{Ahorro anual del edificio}}$$

$$\begin{array}{ccc} \text{[años]} & & \text{[\$]} \\ & & \text{[$/año]} \end{array}$$

2.2.5 Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento

Se determinó el ahorro total por la implementación del SST durante su vida útil, considerando el beneficio tributario de la Ley 20.365.

$$\text{Ahorro total} = (\text{ahorro mensual} \times t) - \text{costo de inversión con Ley 20.365}$$

$$\begin{array}{cccc} \text{[\$]} & \text{[\$]} & \text{[años]} & \text{[\$]} \end{array}$$

t: vida útil del SST.

2.3. Análisis de rentabilidad para la inversión de una empresa especializada en SST

Se elaboró un flujo de caja, adaptado al proyecto en estudio, para analizar la rentabilidad para la inversión de una empresa que presta servicios en implementar y mantener SST durante su vida útil. Para determinar el VAN y la TIR del proyecto se utilizaron las siguientes variables con sus respectivos supuestos:

Ingresos del proyecto: Se estableció como supuesto que la empresa especializada en SST obtendría el 80% del ahorro anual en el costo de producción de ACS obtenidos por implementar el SST. El restante 20% del ahorro anual sería para la comunidad del edificio. Los valores de porcentajes de los beneficios económicos determinados son hipotéticos y su ponderación se justifica en que la empresa especializada es quien asume la inversión del proyecto.

Costos fijos: Se refieren a los costos de mantención del SST que deben efectuarse todos los años de su vida útil.

Costo Financiero: Son los intereses anuales derivados del préstamo del banco para financiar el 70% de la inversión. El 30% restante lo financia la empresa con recursos propios.

Depreciación de activos fijos: Se determinó un 10% de depreciación anual de los componentes que integran el SST durante la vida útil del proyecto.

Amortización del activo nominal: Costos intangibles efectuados antes de la puesta en marcha del SST. Se dividen por los años de vida útil del proyecto.

Impuesto: Se estableció el impuesto para la empresa por el proyecto.

Inversión activo fijo: Costos asociados a la adquisición de los componentes (materiales) que integran el SST.

Inversión activo nominal: Costo de instalación del SST.

Valor de desecho del proyecto: Tasación de los componentes del SST al final de la vida útil de éste.

Tasa de interés: Se determinó la tasa de interés para el proyecto.

Tasa de descuento: Se determinó la tasa de descuento para el proyecto.

V. RESULTADOS

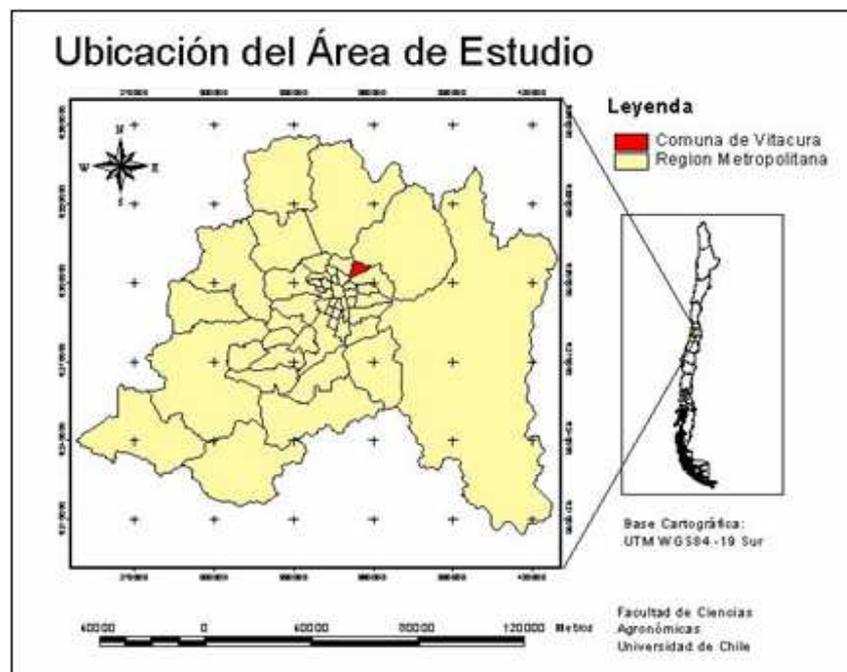
1. Evaluación técnica

1.1. Caracterización del edificio en estudio

1.1.1 Ubicación y orientación

El edificio en estudio se encuentra ubicado en la Comuna de Vitacura, Región Metropolitana, Chile. Se construyó el año 2005 y posee orientación norte, que se caracteriza por altos niveles anuales de radiación solar.

Fig.2. Ubicación del edificio en estudio

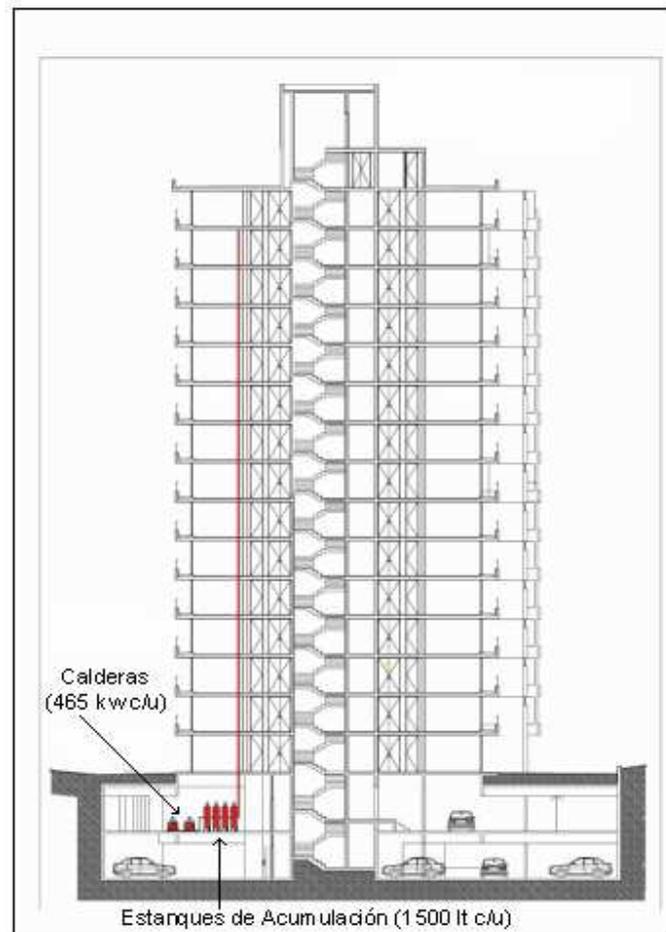


Fuente: Elaboración propia

1.1.2 Plano del edificio en estudio

El edificio está constituido por 15 pisos y dos pisos subterráneos. Tiene 110 departamentos habitacionales que se encuentran del piso 2 al 15. El primer piso subterráneo es utilizado para albergar la sala de calderas y estacionamientos; el segundo piso subterráneo, para estacionamientos y bodegas. La superficie de la azotea es de 600 m^2 aproximadamente; de ésta 315 m^2 es superficie disponible para la instalación de los colectores solares térmicos.

Fig. 3. Plano del edificio en estudio



Fuente: Elaboración propia

1.1.3 Descripción del sistema actual de producción de ACS

El edificio en estudio utiliza actualmente dos calderas a gas natural, ubicadas en el primer subterráneo. Cada caldera posee una potencia instalada de 465 kw. Para almacenar el agua

posee cuatro estanques verticales de acumulación, lo que facilita el fenómeno de estratificación de temperatura, cada uno con una capacidad de 1500 litros, también ubicados en el primer subterráneo (Figura 3).

1.1.4 Consumo mensual de ACS

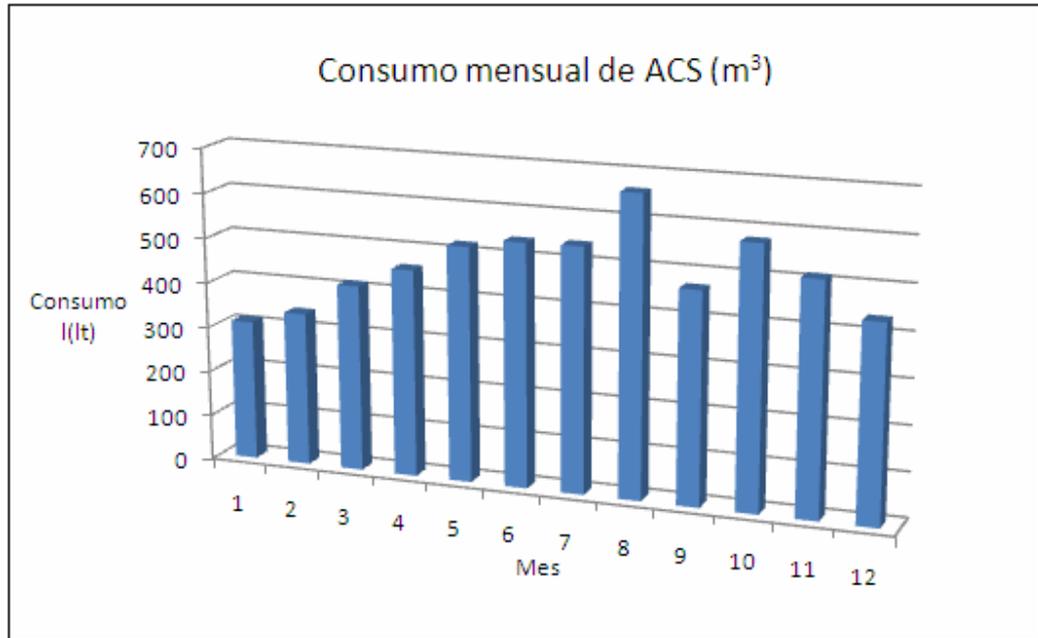
En la Tabla 2 se puede observar el consumo mensual de ACS efectuado por la comunidad del edificio, lo que se traduce en un consumo diario de 15.839 litros (esta información fue facilitada por la Administración del edificio y corresponde al año 2008).

Tabla 2. Consumo mensual de ACS (m^3)

Consumo mensual de ACS			
Mes/Unidad		$[\text{m}^3]$	$[\text{lt}]$
1	Enero	311	311.000
2	Febrero	340	340.000
3	Marzo	413	413.000
4	Abril	459	459.000
5	Mayo	520	520.000
6	Junio	539	539.000
7	Julio	541	541.000
8	Agosto	662,8	662.816
9	Septiembre	469,2	469.218
10	Octubre	577,6	577.554
11	Noviembre	513,1	513.068
12	Diciembre	435,5	435.488
Anual		5781,14	5.781.144
Media diaria anual		15,84	15838,75

Fuente: Administración del edificio

Se consideró la equivalencia de unidades $1(\text{m}^3) = 1000$ (litros). El Gráfico 1 muestra el comportamiento mensual de consumo de ACS por la comunidad del edificio. Se observa que el mayor consumo es en la época invernal, y el menor corresponde a la época estival, donde la mayoría de la comunidad del edificio se encuentra de vacaciones.

Gráfico 1. Consumo mensual de ACS (m^3)

Fuente: Elaboración propia

1.1.5 Costo mensual del edificio por ACS

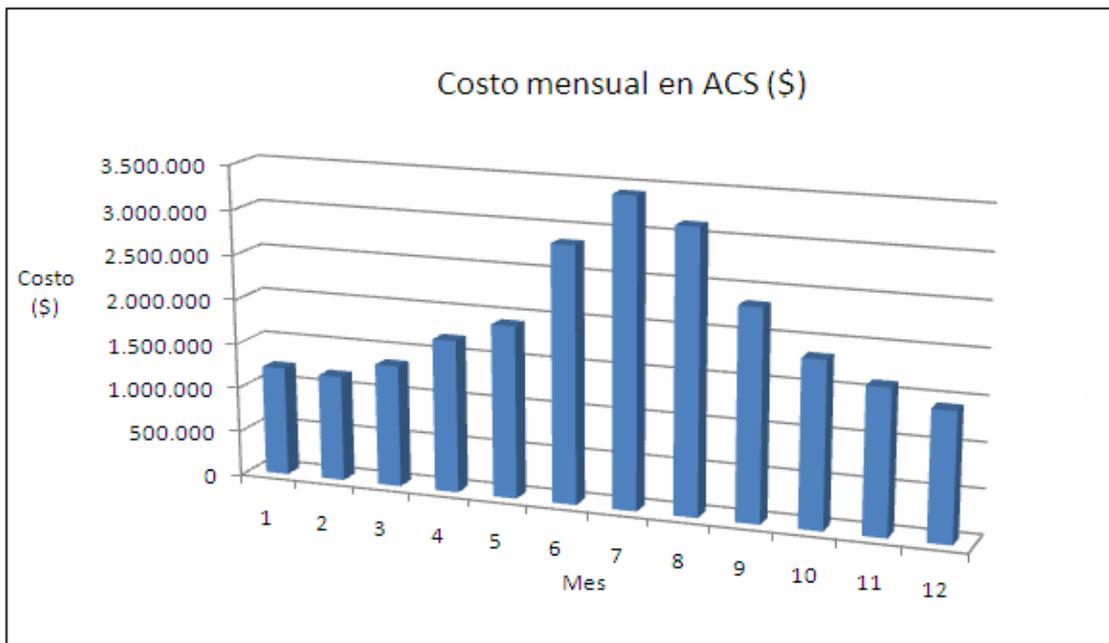
La Tabla 3 presenta el gasto mensual por ACS efectuados por la comunidad del edificio. En el Gráfico 2 se puede observar la distribución anual del costo por ACS (esta información fue facilitada por la administración del edificio y corresponde al año 2008).

Tabla 3. Costo mensual en ACS (\$)

Costo mensual en ACS		
Mes/Unidad		[\$]
1	Enero	1.219.849
2	Febrero	1.179.886
3	Marzo	1.358.769
4	Abril	1.702.119
5	Mayo	1.921.881
6	Junio	2.852.191
7	Julio	3.423.700
8	Agosto	3.142.779
9	Septiembre	2.346.007
10	Octubre	1.849.430
11	Noviembre	1.616.763
12	Diciembre	1.432.398
Anual		24.045.773
Media anual		2.003.814

Fuente: Administración del edificio

Gráfico 2. Costo mensual del edificio en estudio por ACS [\$]



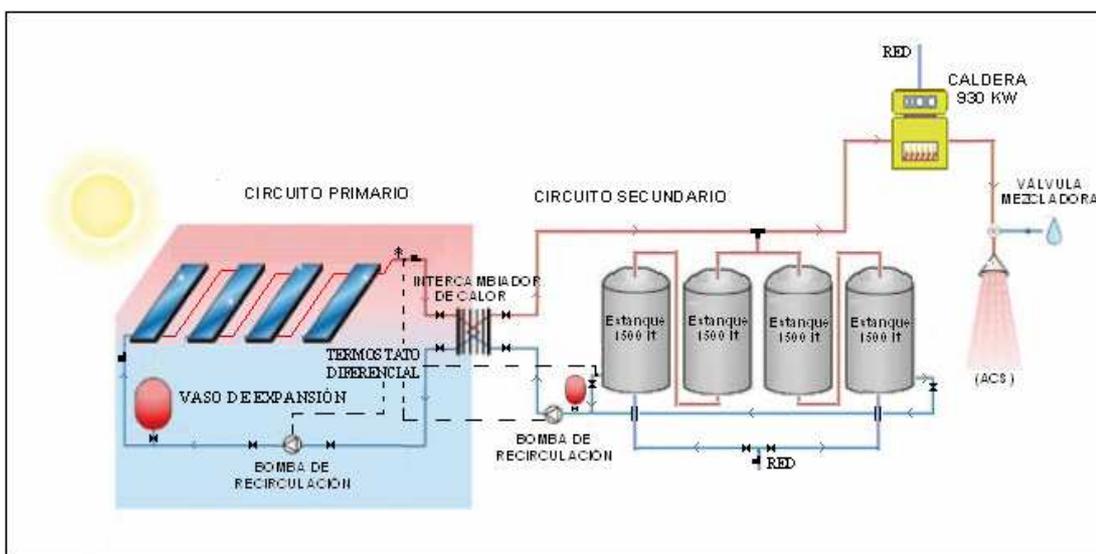
Fuente: Elaboración propia

1.2. Funcionamiento del sistema solar térmico y sus componentes

1.2.1 Funcionamiento del sistema solar térmico (SST)

La energía solar térmica se puede definir como el aprovechamiento de la radiación solar por la transferencia de calor a un fluido calo-portador para su posterior aprovechamiento en la obtención de ACS. Unas placas especiales, denominadas colectores solares, concentran y acumulan el calor del sol, y lo transmiten al fluido calo-portador. La Figura 4 muestra un esquema explicativo básico del funcionamiento del SST que se desea implementar en el edificio, integrado por tres subsistemas: circuito primario, secundario y de regulación y control.

Fig. 4. Esquema del SST para producir ACS



Fuente: Isener, 2009.

Circuito Primario: Es un sistema cerrado, entre los colectores solares y el intercambiador de calor. Por este circuito se transporta, con impulsión de una bomba eléctrica, un fluido calo-portador (propileno-glicol) que evita el congelamiento y pérdida por evaporación, al ser expuesto el SST a temperaturas extremas. Este fluido calo-portador transmite la temperatura al ACS, mediante una estación de intercambiador de calor, donde se producirá un intercambio de calor entre el circuito primario y secundario, es decir, entre el fluido calo-portador y el agua que será utilizada como ACS, sin mezclarse. Este circuito cuenta con un tanque de expansión, que absorbe los cambios de volumen del fluido de trabajo ocasionados por dilatación térmica.

La conexión de tuberías entre los colectores solares se realiza con cañerías de cobre, cubierta con aislación de EPDM, recubrimiento adecuado para minimizar las pérdidas de temperatura que se producen al transportar el fluido calo-portador hasta los estanques de acumulación. Para fijar las uniones de las cañerías se utiliza soldadura de plata, de esta forma se asegura que la dilatación y resistencia de materiales sea la óptima para condiciones extremas de funcionamiento (presión hidráulica y temperaturas).

Circuito Secundario: Es aquel que está entre la estación de intercambiador de calor y el consumo de ACS, incluyendo los estanques de acumulación. El sistema de respaldo auxiliar, constituido por dos caldera a gas de 465 kw cada una, funcionará automáticamente como complemento para suplir el delta de energía que no entrega el sistema de captación solar en los meses de baja radiación y mayor demanda de energía para producir ACS, permitiendo mantener las condiciones de temperatura de uso deseada.

Sistema de regulación y control: El sistema de regulación y control es un sistema digital que comanda el funcionamiento de las bombas eléctricas de recirculación y tiene como función regular la cantidad y la frecuencia con que el fluido calo-portador se mueve en el circuito primario y secundario. Esto se realiza por la señal que emiten sensores de temperatura instalados en la parte más caliente de los colectores solares, en las secciones frías de los estanques de acumulación y en las bombas de recirculación. Otra de las funciones de este sistema es servir como medio de comando de seguridad regulando el funcionamiento de válvulas de seguridad y tanques de expansión, para cubrir el máximo de condiciones extremas.

1.2.2 Componentes del sistema solar térmico

Colector solar seleccionado para el proyecto: El colector solar o captador solar térmico es un dispositivo diseñado para absorber la radiación solar y transmitir la energía térmica así producida a un fluido de trabajo calo-portador que circula por su interior, transformando la radiación solar en calor útil. Constituye el componente de mayor importancia en el rendimiento del sistema solar térmico. Debe tener una larga vida útil, ser resistente a las condiciones exteriores (polvo, nieve, granizo, ambientes costeros, etc.), fácil de instalar y eficientes en la conversión de energía. La Figura 5 ilustra un colector solar y un panel solar, comúnmente se confunden ambos conceptos que funcionan con la energía solar, siendo que el primero es para producir energía solar térmica y el segundo energía solar fotovoltaica.

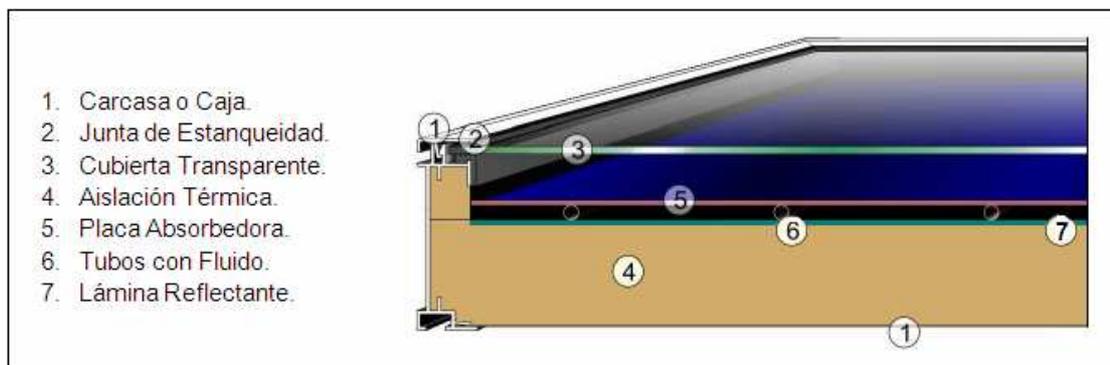
Fig. 5. Colector solar plano y panel solar fotovoltaico



Fuente: Transenergie, 2006

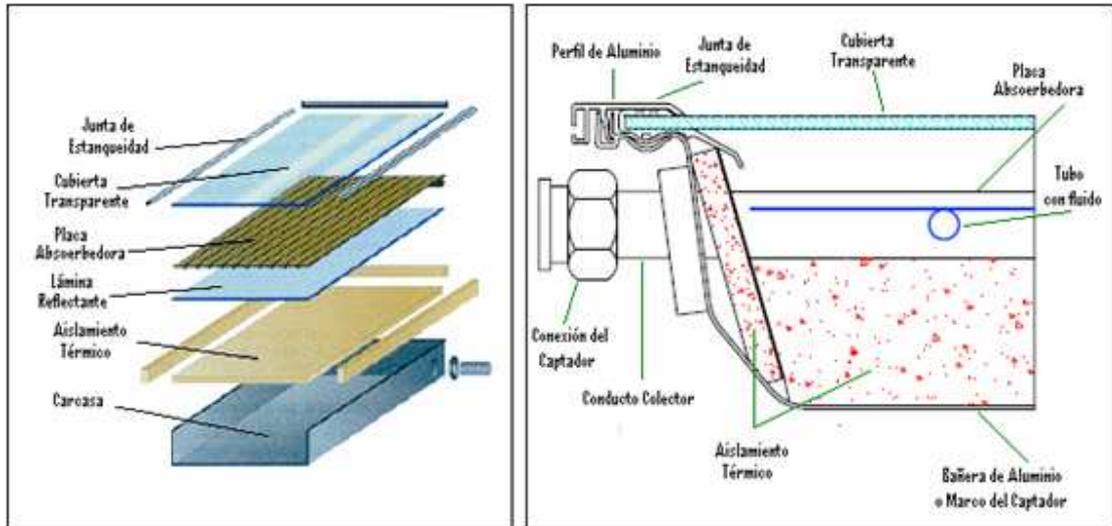
Existen distintos tipos de colectores solares según como absorben la energía solar y la transportan al fluido calo-portador. Para el presente estudio se determinó utilizar colectores de placa plano, cuya denominación es CPP, que se caracterizan por ser captadores solares cuya superficie absorbidora es plana. Son generalmente utilizados para la producción de agua caliente sanitaria, también en instalaciones de calentamiento de piscinas y de calefacción de viviendas. Están constituidos por los siguientes elementos:

Fig. 6. Esquema de la composición de un colector plano



Fuente: Transenergie, 2006

Fig. 7. Capas y Corte Transversal del Colector Solar



Fuente: Nodosolar, 2008

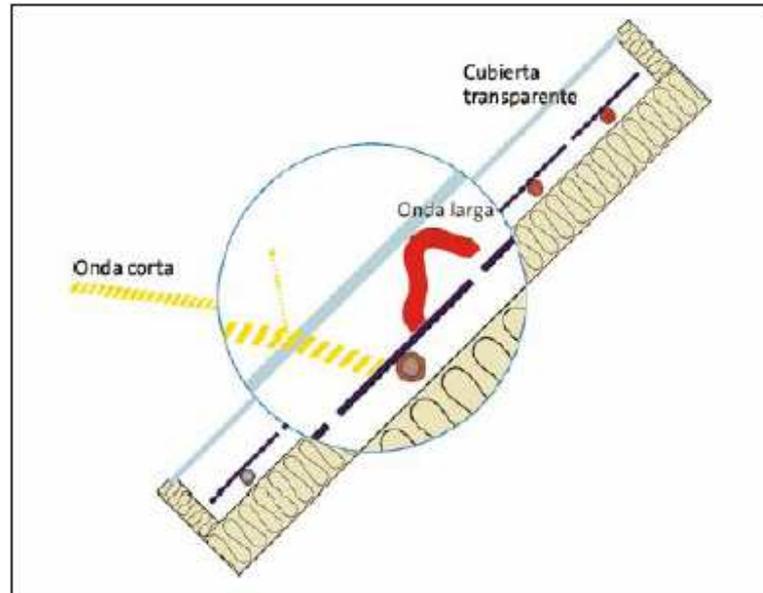
Carcasa o caja: Es el elemento que sirve para conformar el captador, contiene y protege a los restantes componentes y soporta los anclajes. Puede ser de distintos tipos de materiales, predomina el aluminio.

Junta de Estanqueidad: Asegura la impermeabilidad del colector y resiste los rayos UV y las inclemencias climatológicas. Es un elemento de material elástico cuya función es asegurar la estanqueidad de la unión entre cubierta y carcasa. Sirve a su vez para absorber las diferencias en las dilataciones entre la carcasa y la cubierta, para que no se produzca rotura en ningún elemento del captador.

Cubierta Transparente: Es el elemento que genera el efecto invernadero en el colector, dejando pasar la mayor parte de la radiación incidente y reteniendo la radiación infrarroja generada en la placa absorbente. Se coloca sobre la superficie captadora con el fin de reducir las pérdidas, para proteger de la intemperie dicha superficie. Es una superficie de vidrio templado con bajo contenido en hierro y alta transparencia.

En la Figura 7 se observa el efecto invernadero generado en el colector solar. La radiación solar de onda corta es capaz de atravesar el vidrio sin dificultad. En la placa de absorción se transforma la energía electromagnética en radiación de onda más larga, para la que el vidrio es opaco, acumulando o reteniendo la energía en forma de calor en el interior del CPP.

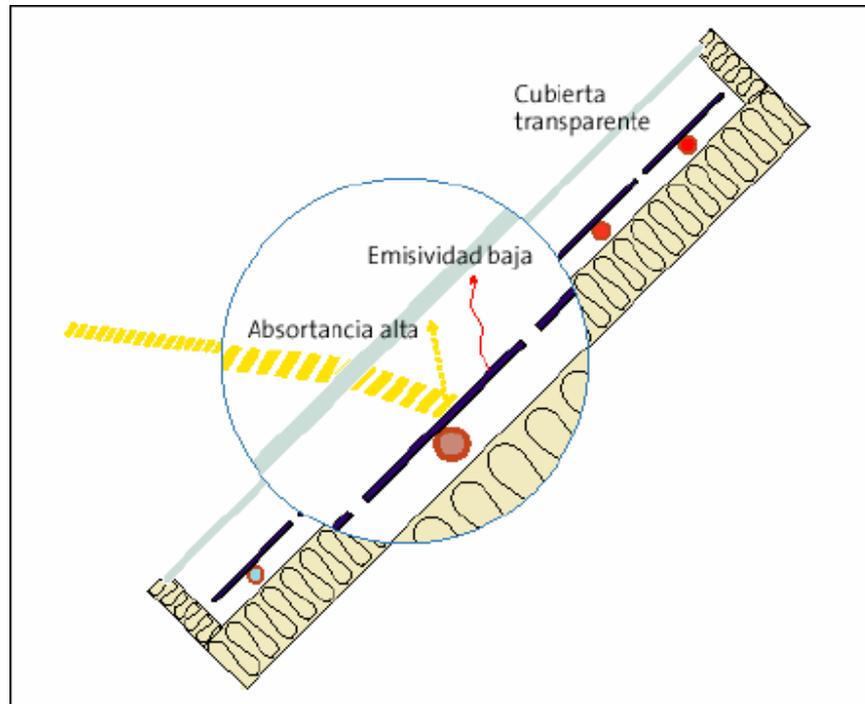
Fig.8. Efecto invernadero en el colector solar



Fuente: Nodosolar, 2008

Placa Captadora: Es la pieza clave del colector solar. Es la parte del colector donde la energía se transmite al fluido. Está formada por un conjunto de tubos de cobre por donde fluye el líquido calo-portador que debe ser calentado, y una superficie de captación selectiva que transfiere el calor del sol hasta los tubos. Es de color negro tratado para optimizar su coeficiente de absorción de radiación solar. La superficie sobre la que incide el sol debe contar con un tratamiento selectivo que consiga un valor alto de la absorción en longitudes de onda corta de la radiación solar (entre $0,3$ y $3 \mu\text{m}$) que incide sobre el captador y un bajo valor de emisividad en longitudes de onda larga en que emite el captador a su temperatura de funcionamiento, que mejora la transferencia de calor. El tratamiento selectivo de cada colector solar depende del fabricante.

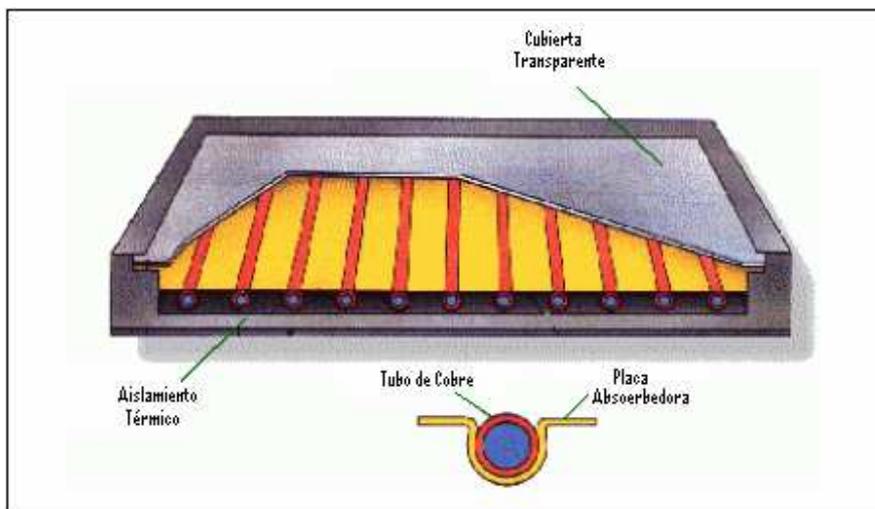
Fig. 9. Selectividad absorción-emisión



Fuente: Nodosolar, 2008

Aislación térmica: Incorpora materiales aislantes tanto en el fondo del captador (bajo la superficie captadora), como en las zonas laterales con el fin de reducir las pérdidas de calor desde el absorbedor hacia la carcasa. Debe tener un mínimo peso, no contaminante, resistente a altas temperaturas, bajo precio, baja conductividad térmica, baja o nula vaporización a altas temperatura y que no pierda características aislantes con la humedad. El aislamiento térmico más eficiente es una mezcla de lana de vidrio y poliuretano.

Fig. 10. Aislamiento térmico



Fuente: Nodosolar, 2008

Colector solar seleccionado

Para el proyecto se seleccionó un colector solar de placa plana (CPP), considerando que por sus características es la mejor opción para el edificio en estudio. La Tabla 4 presenta la ficha técnica del CPP.

Tabla 4. Ficha técnica del colector solar seleccionado para el proyecto

FICHA TÉCNICA COLECTOR SOLAR SELECCIONADO	
Marca	Sonnenkraft
Denominación	SK 500 N
Tipo de colector	Captador Plano (CPP)
Superficie bruta	2,57 [m ²]
Superficie de apertura	2,204 [m ²]
Superficie del absorbedor	2,2 [m ²]
Altura	2079 [mm]
Ancho	1239 [mm]
Profundidad	100 [mm]
Peso en vacío	49[kg]
Capacidad del captador	1,6 [lt]
Absorbedor	Absorbedor de cobre estructura en toda la superficie con revestimiento de vacío altamente selectivo
Conexión	Arpa
Absorción (α)	0,95
Emisión	0,05
Carcasa	Cuba de aluminio
Aislamiento térmico	Lana mineral de 50 [mm]
Acristalado del captador	Vidrio solar endurecido de bajo contenido en hierro, 4[mm]

FICHA TÉCNICA COLECTOR SOLAR SELECCIONADO	
Factor de conversión (η_0)	0,795
Coefficiente de pérdida a1	3,63 [W/m ² °C]
Coefficiente de pérdida a2	0,0071 [W/m ² °C]
Factor de corrección angular	0,97
Rendimiento mínimo	525 [kwh/[m ² a]]
Presión máxima de trabajo	10 [bares]
Temperatura de estancamiento	180(°C) más la temperatura ambiente
Caudal recomendado	15 – 40 [l/h por m ² a]
Conexión de módulos	máximo 6 unidades en serie
Inclinación mínima del captador	15°
Inclinación máxima del captador	75°
Vida útil (años)	20 años

Fuente: Sonnenkraft, 2010

1.2.3 Resto de las componentes del sistema solar térmico

El resto de los principales componentes del SST están constituidos por los siguientes elementos:

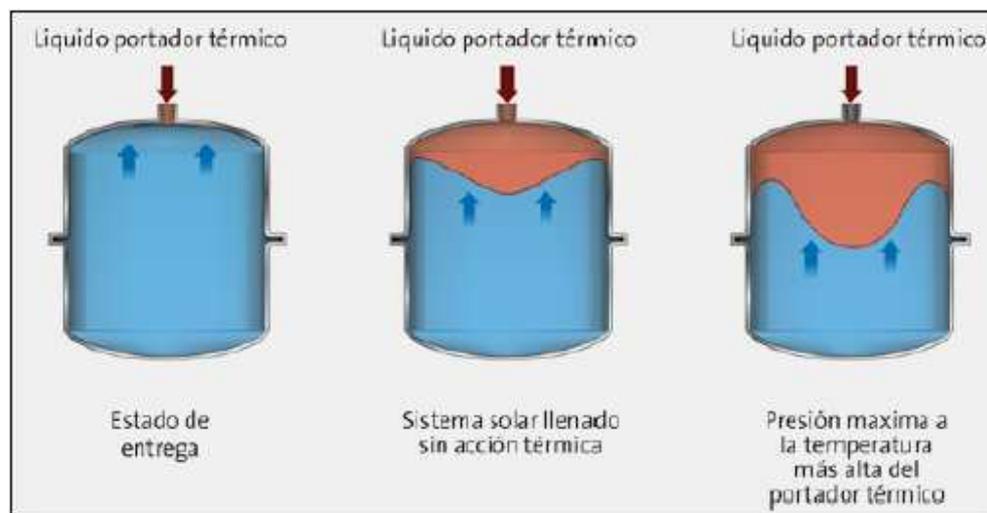
Acumuladores: Tiene la función de almacenar la producción de ACS. Conseguir que el agua acumulada tenga energía calórica suficiente para breves períodos de ausencia o escasez de radiación solar, inferiores a un día. En el proyecto se utilizarán los cuatro estanques de acumulación ocupados por el sistema convencional. Cada uno tiene capacidad de 1.500 litros, están ubicados verticalmente lo que facilita la estratificación de la temperatura, son de acero inoxidable y poseen un eficiente aislamiento térmico formado por 20 cm de poliestireno.

Intercambiador de calor: Dispositivo en el que se produce la transferencia de energía del circuito primario al circuito secundario. Debe ser resistente al fluido calo-portador, también a las temperaturas mínimas y máximas que se puedan generar en el sistema, tener buenas propiedades de conductividad térmica y de transferencia de calor, y presentar baja pérdida de carga. Para el proyecto se seleccionó una estación de intercambiador de calor de placas, fabricado en acero inoxidable, que se caracteriza por su alta potencia específica de transmisión, su pequeño tamaño y bajo costo.

Vaso de expansión: Tiene la función de absorber las variaciones de volumen y presión producidos por las dilataciones térmicas del fluido calo-portador. Al calentarse el sistema primario, una parte del fluido calo-portador entra en el vaso de expansión, y cuando el sistema se enfría regresa al circuito. De esta manera el vaso de expansión sirve también para mantener la presión en el circuito dentro del rango de presiones admisibles y siempre por encima de la atmosférica, impidiendo así la introducción de aire en el circuito cuando el sistema vuelve a enfriarse. Como se observa en la Figura 11, el vaso de expansión está dividido en dos partes por medio de una membrana elástica, a un lado de la membrana está el fluido calo-portador y en el otro aire o gas inerte (nitrógeno) a la presión de trabajo. El

SST cuenta con un vaso de expansión ubicado en el circuito primario y otro en el secundario.

Fig. 11. Funcionamiento del vaso de expansión



Fuente: Nodosolar, 2008

Tuberías: Se seleccionaron tuberías de cobre, teniendo en cuenta que el fluido de trabajo puede alcanzar temperaturas elevadas, principalmente en el circuito primario y porque posee un bajo coeficiente de dilatación. Para las uniones de tuberías entre sí y con otros accesorios se utilizará soldadura de plata, así se asegura que la dilatación y resistencia de materiales sea la óptima para condiciones extremas de funcionamiento (presión hidráulica y temperaturas). Se consideró aislamiento tanto para las tuberías ubicadas en el interior del edificio, como para las de exterior. El criterio que rigió para el aislamiento térmico fue que sea capaz de resistir elevadas temperaturas que se producen en la salida del CPP (170°C), que presenten baja conductividad térmica y que toleren los efectos del medio ambiente, como contaminantes en el aire o la radiación ultravioleta, así como ofrecer protección contra daños producidos por animales (pájaros y ratones).

Bombas de circulación: Dispositivo electromecánico que produce la circulación forzada del fluido a través de un circuito. El SST alberga una bomba de circulación en el circuito primario y otra en el secundario. Además contiene una bomba de distribución y otra de recirculación.

Válvulas: El funcionamiento del SST requiere diferentes tipos de válvulas para cumplir diversas funciones. Las principales son:

- **Válvula de corte:** Permite o impide el paso del fluido de trabajo. Son muy frecuentes y se encuentran en varios puntos del circuito primario y secundario.
- **Válvula de seguridad:** Permite limitar la presión máxima de trabajo en ambos circuitos.
- **Válvula anti-retorno:** Impide el paso de fluido en un sentido y permite la circulación en el otro. Evita pérdidas importantes de calor tanto en el circuito primario y secundario.
- **Válvula de regulación:** Permite equilibrar hidráulicamente el circuito.
- **Válvula de llenado automático:** Sirve para introducir el fluido de trabajo en el circuito y mantener la presión de funcionamiento.
- **Válvula termostática:** Permite limitar la temperatura del fluido, por lo que sirve de elemento de control y seguridad frente a posibles quemaduras.
- **Válvula mezcladora:** Permite mezclar el ACS producida con el agua de la red.

Purgador de aire: Dispositivo que permite la salida del aire acumulado en el circuito, puede ser manual o automático. Deben resistir la temperatura máxima del fluido calo-portador y a la intemperie.

Fluido calo-portador: Es el fluido que circula por el circuito primario. Para el proyecto se seleccionó propileno glicol, fluido que resiste todo el rango de presiones y temperaturas de trabajo del circuito, además mantiene sus propiedades de protección contra el congelamiento y corrosión, calor específico y Ph. Contiene anticorrosivos, estabilizadores, no es tóxico ni irrita la piel y no contamina el medio ambiente.

Sensores: Para tener conocimiento de la temperatura del fluido calo-portador del circuito primario y del ACS del circuito secundario. Para el proyecto se utilizarán sondas de inmersión y de contacto.

Caudalímetro: Permite medir el caudal de fluido calo-portador, principalmente en la zona de menor temperatura del circuito primario.

Manómetro: Permite conocer la pérdida de carga y visualizar la presión absoluta del circuito.

Filtros: Permite capturar elementos que se hayan introducido al fluido de trabajo que perjudiquen el buen funcionamiento de algunos elementos.

1.3. Cálculo de la superficie de colectores solares para el proyecto

1.3.1 Cálculo de la demanda diaria de ACS:

Como se observa en la Tabla 5, el consumo máximo se produce en el mes de agosto con 21.380 litros diarios, y el mínimo en enero con 10.030 litros. El promedio diario anual de consumo de ACS es de 15.838 litros.

Tabla 5. Demanda diaria de ACS [m³/día]

Mes		Consumo mensual ACS		Consumo diario ACS
		[m ³ /mes]	[días]	[m ³ /día]
1	Enero	311,00	31	10,03
2	Febrero	340,00	28	12,14
3	Marzo	413,00	31	13,32
4	Abril	459,00	30	15,30
5	Mayo	520,00	31	16,77
6	Junio	539,00	30	17,97
7	Julio	541,00	31	17,45
8	Agosto	662,82	31	21,38
9	Septiembre	469,22	30	15,64
10	Octubre	577,55	31	18,63
11	Noviembre	513,07	30	17,10
12	Diciembre	435,49	31	14,05

Fuente: Elaboración propia

1.3.2 Cálculo de la demanda de energía para la producción de ACS [MJ/año]

Se determinó que la temperatura de acumulación o deseada de ACS sea de 45°C, considerando que la temperatura de su uso para baño está entre 40°C y 45°C.

Tabla 6. Temperatura del agua de la red [°C]

Mes		Temperatura del agua de la Red
		[°C]
1	Enero	20,7
2	Febrero	20,3
3	Marzo	20

Mes		Temperatura del agua de la Red
		[°C]
4	Abril	18,4
5	Mayo	16,1
6	Junio	13
7	Julio	11,6
8	Agosto	10,8
9	Septiembre	11,5
10	Octubre	14
11	Noviembre	17
12	Diciembre	19,3
Media anual		16,06

Fuente: Sarmiento, 2007

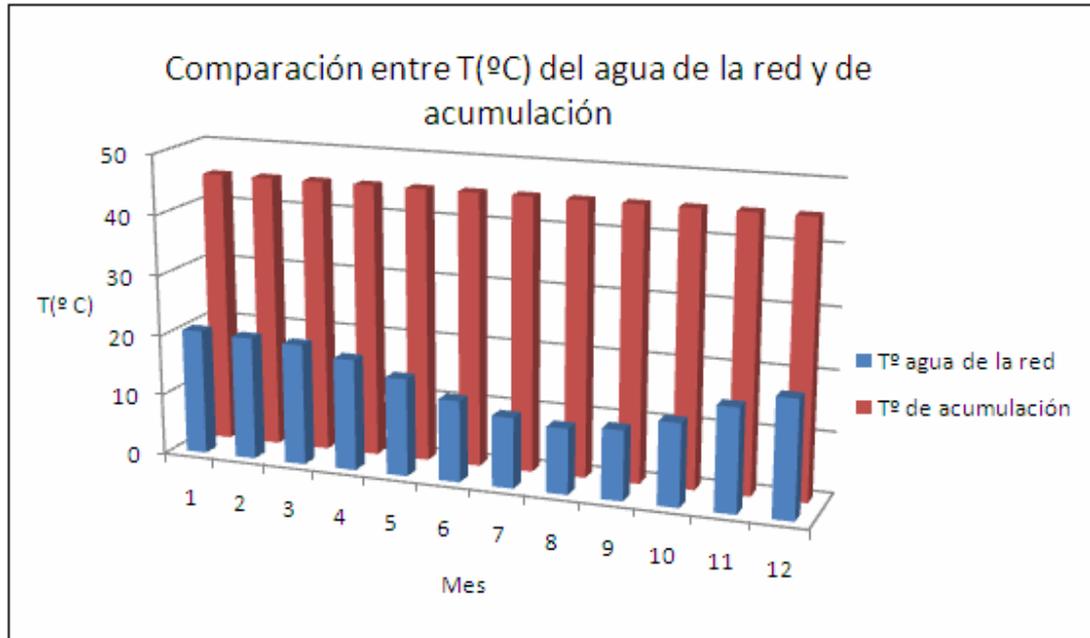
En la Tabla 6 se observa que la temperatura de agua de la red máxima corresponde al mes de enero con 20,7 °C, y la mínima a agosto con 11,5°C. El Gráfico 3 muestra que de diciembre a marzo es menor el salto térmico que debe generar el SST para alcanzar los 45°C para ACS, a diferencia de los meses de invierno donde es mayor.

Tabla 7. Salto térmico que debe cubrir el sistema para producir de ACS [°C]

Mes		Temperatura del agua		Salto térmico
		Red	Acumulación	
		[°C]		[°C]
1	Enero	20,7	45	24,3
2	Febrero	20,3	45	24,7
3	Marzo	20	45	25,0
4	Abril	18,4	45	26,6
5	Mayo	16,1	45	28,9
6	Junio	13	45	31,6
7	Julio	11,6	45	33,4
8	Agosto	10,8	45	34,2
9	Septiembre	11,5	45	33,5
10	Octubre	14	45	31,4
11	Noviembre	17	45	28,0
12	Diciembre	19,3	45	25,7
Media anual		16,06	45	28,9

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 3. Comparación entre la temperatura del agua de la red y la de acumulación



Fuente: Elaboración propia

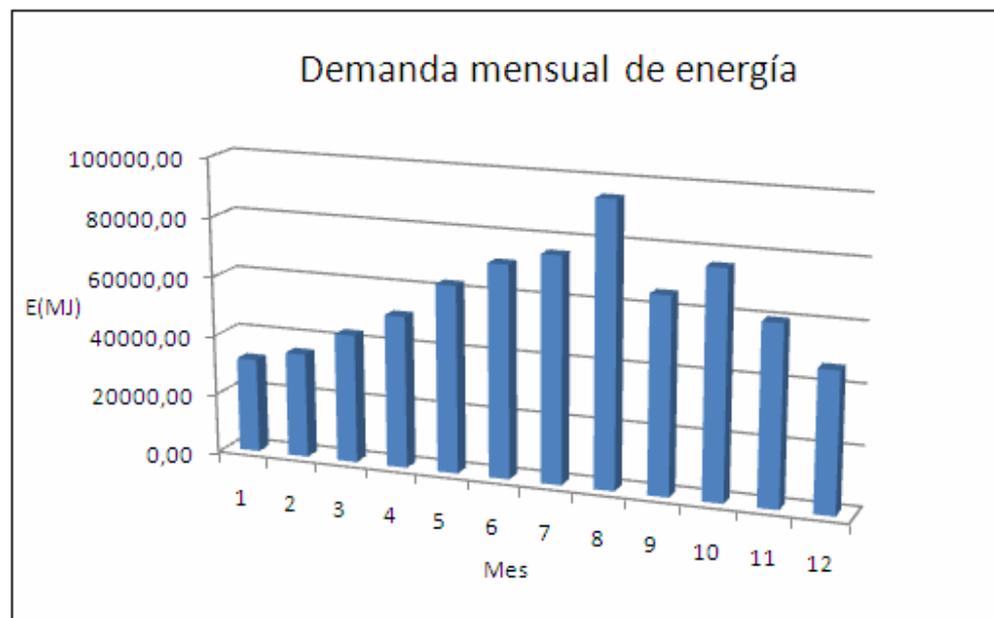
Por otra parte, el Gráfico 4 muestra el comportamiento de la demanda mensual de energía para producir ACS. Los meses de verano presentan los valores más bajos debido a que es menor el consumo de ACS y menor el salto térmico para alcanzar 45°C, ya que la temperatura del agua de la red es mayor. Lo contrario ocurre en los meses de invierno donde mayor es el consumo y mayor es el salto térmico, debido a las bajas temperaturas del agua de la red. Se observa una caída en el mes de septiembre que se debe probablemente a que durante ese mes se celebra el aniversario de la patria motivo por el cual gran parte de la comunidad del edificio se encuentra fuera de la Región Metropolitana, lo que produce una disminución en el consumo de ACS.

Tabla 8. Demanda de energía para la producción de ACS [MJ]

DEMANDA ENERGÉTICA					
Mes	(días)	Consumo de Energía			
		(MJ/día)	(MJ/mes)	(MJ/año)	
1	Enero	31	1019,02	31589,51	713524,96
2	Febrero	28	1253,70	35103,64	
3	Marzo	31	1392,21	43158,50	
4	Abril	30	1701,18	51035,29	
5	Mayo	31	2026,36	62817,04	
6	Junio	30	2373,18	71195,43	
7	Julio	31	2436,45	75530,09	
8	Agosto	31	3056,57	94753,52	
9	Septiembre	30	2190,15	65704,60	
10	Octubre	31	2445,33	75805,12	
11	Noviembre	30	2001,65	60049,48	
12	Diciembre	31	1509,12	46782,73	

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 4. Demanda mensual de energía para la producción de ACS [MJ/mes]



Fuente: Elaboración propia

1.3.3 Determinación de la contribución solar mínima

Identificación de la zona climática en que se encuentra el edificio: La ley 20.365 de franquicias tributarias para SST exige utilizar valores de irradiancia de Meteonorm, cuya base de datos meteorológicos para aplicaciones energética son generados por el satélite Meteosat (Meteonorm, 2010). A partir del valor medio mensual de irradiancia (Tabla 9) se procedió a seleccionar a que zona climática pertenece el edificio en estudio (Tabla 10).

Tabla 9. Irradiación media diaria anual [MJ/m^2]

Mes		Irradiación media mensual sobre superficie horizontal (H)
		[MJ/m^2]
1	Enero	867,84
2	Febrero	687,79
3	Marzo	601,37
4	Abril	388,91
5	Mayo	262,87
6	Junio	201,66
7	Julio	244,87
8	Agosto	324,09
9	Septiembre	442,92
10	Octubre	633,78
11	Noviembre	781,42
12	Diciembre	878,65
Media diaria anual		17,30

Fuente: Meteonorm, 2010

De las Tablas 9 y 10 se infiere que el edificio en estudio pertenece a la zona climática B, ya que según los datos de Meteonorm la irradiancia para la zona de estudio es de $17,3 \text{ [MJ}/\text{m}^2/\text{día}]$.

Tabla 10. Contribución solar mínima para cada zona climática según Ley 20.365

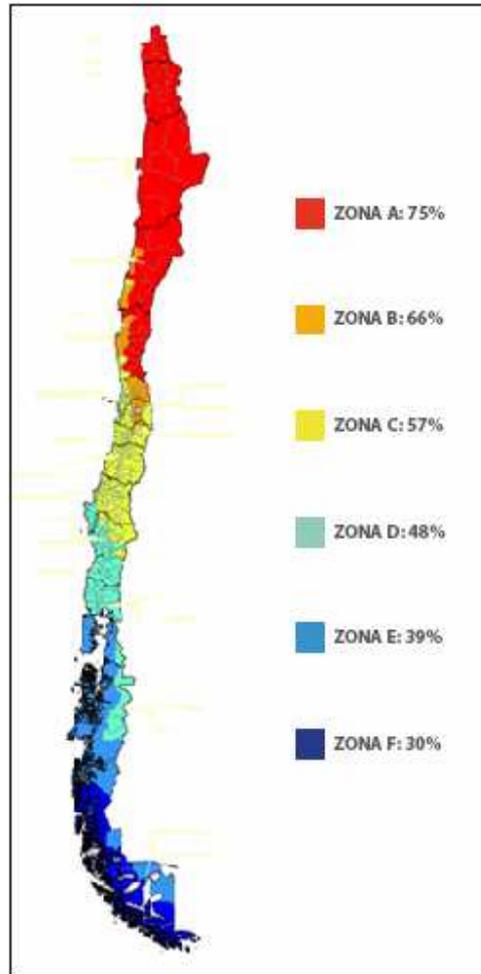
Zona Climática	Irradiancia media diaria anual		Contribución Solar
	[$\text{MJ}/\text{m}^2/\text{día}$]	[$\text{kwh}/\text{m}^2/\text{día}$]	Mínima (%)
A	$19,4 \leq H$	$5,3 \leq H$	75
B	$16,9 \leq H < 19,4$	$4,7 \leq H < 5,3$	66
C	$14,5 \leq H < 16,9$	$4 \leq H < 4,7$	57

Zona Climática	Irradiancia media diaria anual		Contribución Solar
	[MJ/m ² /día]	[kwh/m ² /día]	Mínima (%)
D	$12 \leq H < 14,5$	$3,3 \leq H < 4$	48
E	$9,6 \leq H < 12$	$2,6 \leq H < 3,3$	39
F	$9,6 \leq H$	$2,6 \leq H$	30

Fuente: Ecopanel, 2010

Deducción de la contribución solar mínima anual para el calentamiento de ACS: De acuerdo a la Ley 20.365, la zona climática B establece que la contribución solar mínima es de 66%. Esto significa que el 66% de la demanda anual para producir ACS la debe satisfacer el SST. En la Figura 12 se muestran las seis zonas climáticas en el país con sus respectivos porcentajes de contribución solar mínima.

Fig. 12. Contribución solar mínima del SST por zona



Fuente: Ecopanel, 2010

Cuantificación de la contribución solar mínima: La Tabla 11 muestra que el SST debe aportar anualmente 470.926 MJ para cumplir con las exigencias de la Ley 20.365.

Tabla 11. Cuantificación solar mínima

	(%)	[MJ/año]
Demanda anual de energía	100	713524,96
Contribución solar mínima anual	66	470926,47

Fuente: Elaboración propia

1.3.4 Cálculo de la Irradiancia

Determinar irradiación global media mensual sobre superficie horizontal (H): Como se mencionó en el punto 3.3.1., se utilizaron valores de irradiancia de Meteonorm.

Tabla 12. Irradiación media mensual sobre superficie horizontal [MJ/m²]

Mes		Irradiación media mensual sobre superficie horizontal (H)
		[MJ/m ²]
1	Enero	867,84
2	Febrero	687,79
3	Marzo	601,37
4	Abril	388,91
5	Mayo	262,87
6	Junio	201,66
7	Julio	244,87
8	Agosto	324,09
9	Septiembre	442,92
10	Octubre	633,78
11	Noviembre	781,42
12	Diciembre	878,65
Media diario anual		17,30

Fuente: Meteonorm, 2010

Irradiación media mensual efectiva sobre superficie horizontal (H_e): Los valores de factor de corrección para la irradiancia expuestos en la Tabla 13 son los utilizados por Censolar, y están basados en experiencias de usuarios. No obstante, son valores que dependerán de la mantención y de la eficiencia del diseño e instalación del SST.

Tabla 13. Irradiación media mensual efectiva sobre superficie horizontal [MJ/m²]

Mes		Irradiancia media mensual sobre superficie horizontal			
		Factor de corrección		Bruta (H)	Efectiva (H _e)
		Suciedad y envejecimiento	No perpendicularidad		
		[MJ/m ²]			
1	Enero	0,97	0,97	867,84	816,55
2	Febrero	0,97	0,97	687,79	647,14
3	Marzo	0,97	0,97	601,37	565,83
4	Abril	0,97	0,97	388,91	365,92
5	Mayo	0,97	0,97	262,87	247,34
6	Junio	0,97	0,97	201,66	189,74
7	Julio	0,97	0,97	244,87	230,40
8	Agosto	0,97	0,97	324,09	304,94
9	Septiembre	0,97	0,97	442,92	416,75
10	Octubre	0,97	0,97	633,78	596,32
11	Noviembre	0,97	0,97	781,42	735,24
12	Diciembre	0,97	0,97	878,65	826,72
Media diario anual				17,30	16,3

Fuente: Elaboración propia

Selección de la inclinación del colector solar: Los CPP se deben orientar hacia el norte geográfico, ya que en esa orientación se presentan los niveles más altos de irradiancia anual. El ángulo de inclinación de los CPP sobre el plano horizontal se determinó en función de la latitud geográfica (β) y del período de utilización de la instalación solar térmica, como aparece en la Tabla 14.

Tabla 14. Selección de inclinación de los CPP (β)

Período de utilización del SST	Inclinación de los colectores
Anual, con consumo constante	B
Preferentemente en invierno	($\beta + 10^\circ$)
Preferentemente en verano	($\beta - 10^\circ$)

Fuente: Ritch, 2010

El ángulo de inclinación establecido para los CPP respecto al plano horizontal es $33,4^\circ$. Se determinó este valor en función de la latitud geográfica de la ciudad de Santiago ($33,4^\circ$ Sur), considerando que el período de utilización del SST o el consumo de ACS es anual.

Aplicación del factor de corrección k para superficies inclinadas: Se usaron valores del factor k correspondientes a la latitud 35° Sur (Tabla 15). Los valores fueron obtenidos del Manual de Buenas Prácticas de SST.

Tabla 15. Valores del factor de corrección k

Inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
35°	0,90	1,00	1,16	1,36	1,56	1,67	1,62	1,43	1,21	1,04	0,92	0,87

Fuente: CDT, 2008

Como se observa en la Tabla 16 la aplicación del factor k tiene distinto efecto en el valor de la irradiancia en superficie horizontal dependiendo de la época del año. Los cambios más marcados se producen en verano, donde el cambio de plano horizontal a inclinado produce una disminución en la irradiancia incidente sobre los CPP. Lo contrario ocurre en los meses de invierno, donde se genera un aumento en el valor de irradiancia sobre los CPP.

Tabla 16. Irradiancia media mensual efectiva en superficie inclinada $33,4^\circ$

	Mes	Factor k	Irradiancia	
			media mensual efectiva	
			Superficie horizontal (He)	Superficie inclinada (H $33,4^\circ$)
			[MJ/m ²]	[MJ/m ²]
1	Enero	0,90	816,55	734,90
2	Febrero	1,00	647,14	647,14
3	Marzo	1,16	565,83	656,36
4	Abril	1,36	365,92	497,66
5	Mayo	1,56	247,34	385,85
6	Junio	1,67	189,74	316,86
7	Julio	1,62	230,40	373,24
8	Agosto	1,43	304,94	436,06
9	Septiembre	1,21	416,75	504,26
10	Octubre	1,04	596,32	620,17

Mes		Factor k	Irradiancia	
			media mensual efectiva	
			Superficie horizontal (H _e)	Superficie inclinada (H 33,4°)
			[MJ/m ²]	[MJ/m ²]
11	Noviembre	0,92	735,24	676,42
12	Diciembre	0,87	826,72	719,24
Media diario anual			16,28	17,99

Fuente: Elaboración propia

Determinación de las horas útiles de sol en un día medio de cada mes: Los valores expuestos en la Tabla 17, para el número de horas de sol útil, son los utilizados por Censolar para lugares que se encuentran entre las latitudes -25 y -45.

Tabla 17. Horas útiles de sol

Mes		Nº de horas útiles de Sol
		en un día medio de cada mes latitud -25° a -45°
1	Enero	9,5
2	Febrero	9,5
3	Marzo	9
4	Abril	9
5	Mayo	8
6	Junio	7,5
7	Julio	8
8	Agosto	9
9	Septiembre	9
10	Octubre	9,5
11	Noviembre	9,5
12	Diciembre	9,5

Fuente: Censolar, 2009

Cálculo de la intensidad útil en un día medio de cada mes (W/m²): Los valores obtenidos de intensidad útil diaria de la Tabla 18 se refieren a la irradiancia incidente sobre los CPP. Son valores importantes debido a que son utilizados para determinar el factor de conversión o rendimiento de los CPP, como se verá a en el punto 3.5.2.

Tabla 18. Intensidad útil en un día medio de cada mes, irradiancia ($I_{33,4^\circ}$)

Mes	$(H_{33,4^\circ})$	días	$(H_{33,4^\circ})$	tiempo útil sol	intensidad útil diaria($I_{33,4^\circ}$)	
	[MJ/m ²]		[MJ/m ² día]	[Horas]	[W/m ²]	
1	Enero	734,90	31	24	9,5	693,17
2	Febrero	647,14	28	23	9,5	675,80
3	Marzo	656,36	31	21	9	653,48
4	Abril	497,66	30	17	9	511,99
5	Mayo	385,85	31	12	8	432,18
6	Junio	316,86	30	11	7,5	391,19
7	Julio	373,24	31	12	8	418,06
8	Agosto	436,06	31	14	9	434,15
9	Septiembre	504,26	30	17	9	518,79
10	Octubre	620,17	31	20	9,5	584,96
11	Noviembre	676,42	30	23	9,5	659,28
12	Diciembre	719,24	31	23	9,5	678,40
Media diaria anual		17,99				554,29

Fuente: Elaboración propia

Equivalencias de unidades utilizadas:

1MJ = 1.000.000 J, 1 Hora = 3600 segundos.

1.3.5 Cálculo del aporte solar

Determinación de la temperatura ambiente

Tabla 19. Temperatura ambiente diaria durante las horas de sol *[°C]

Mes	T° ambiente	
	[°C]	
1	Enero	23,3
2	Febrero	22,6
3	Marzo	21,7
4	Abril	18,5
5	Mayo	15,3
6	Junio	13,1
7	Julio	12,8
8	Agosto	13,5
9	Septiembre	15,6

Mes		T° ambiente [°C]
10	Octubre	19,3
11	Noviembre	23,2
12	Diciembre	22,1
Media anual		18,4

Fuente: CDT, 2009

* Valores corresponden a la media de una curva sinusoidal ajustada a los datos diarios y con el supuesto de que la temperatura máxima diaria se registra a las 16:00 hrs.

Cálculo del factor de conversión corregido del CPP seleccionado (η): En la Tabla 21 se observa la disminución en el factor de conversión del CCP seleccionado para el proyecto debido a las pérdidas de calor producidas en distintas componentes del CPP. En el Gráfico 5 se aprecia una mayor caída en el factor de conversión en los meses de invierno, lo que se produce por una disminución en la irradiancia y en la temperatura ambiente, que afectan el rendimiento del CPP.

Tabla 20. Cálculo de los parámetros x y x^2

Mes		T° des	T° amb	(T° des - T° amb)	($I_{33,4^\circ}$)	x	x^2
		[°C]			[W/m ²]	[[°C m ²]/W]	[[°C m ²]/W] ²
1	Enero	45	23,3	21,7	693,17	0,031	0,0010
2	Febrero	45	22,6	22,4	675,80	0,033	0,0011
3	Marzo	45	21,7	23,3	653,48	0,036	0,0013
4	Abril	45	18,5	26,5	511,99	0,052	0,0027
5	Mayo	45	15,3	29,7	432,18	0,069	0,0047
6	Junio	45	13,1	31,9	391,19	0,082	0,0066
7	Julio	45	12,8	32,2	418,06	0,077	0,0059
8	Agosto	45	13,5	31,5	434,15	0,073	0,0053
9	Septiembre	45	15,6	29,4	518,79	0,057	0,0032
10	Octubre	45	19,3	25,7	584,96	0,044	0,0019
11	Noviembre	45	23,2	21,8	659,28	0,033	0,0011
12	Diciembre	45	22,1	22,9	678,40	0,034	0,0011
Media anual			18,42	26,58		0,052	0,0030

Fuente: Elaboración propia

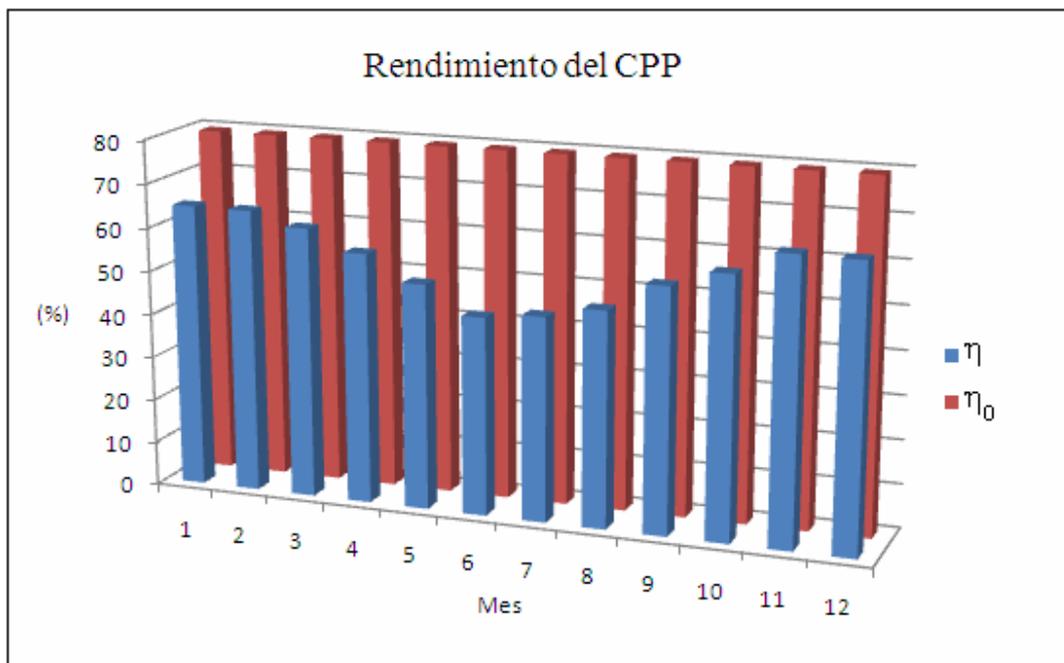
T° des: temperatura deseada o de acumulación

T° amb: temperatura ambiental

Tabla 21. Valores mensuales del factor de conversión corregido del colector solar (η)

		η	a1	x1	a2	x2	Intensidad útil diaria	Rendimiento (η)	
							I _{33,4°}		
Mes			[W/[m ² C]]	[[°C m ²]/W]	[W/[m ² C]]	[[°C m ²]/W] ²	[W/m ²]		(%)
1	Enero	0,795	3,63	0,031	0,0071	0,0010	693,17	0,68	67,7
2	Febrero	0,795	3,63	0,033	0,0071	0,0011	675,80	0,67	66,9
3	Marzo	0,795	3,63	0,036	0,0071	0,0013	653,48	0,66	66,0
4	Abril	0,795	3,63	0,052	0,0071	0,0027	511,99	0,60	59,7
5	Mayo	0,795	3,63	0,069	0,0071	0,0047	432,18	0,53	53,1
6	Junio	0,795	3,63	0,082	0,0071	0,0066	391,19	0,48	48,1
7	Julio	0,795	3,63	0,077	0,0071	0,0059	418,06	0,50	49,8
8	Agosto	0,795	3,63	0,073	0,0071	0,0053	434,15	0,52	51,5
9	Septiembre	0,795	3,63	0,057	0,0071	0,0032	518,79	0,58	57,7
10	Octubre	0,795	3,63	0,044	0,0071	0,0019	584,96	0,63	62,8
11	Noviembre	0,795	3,63	0,033	0,0071	0,0011	659,28	0,67	67,0
12	Diciembre	0,795	3,63	0,034	0,0071	0,0011	678,40	0,67	66,7
Media anual				0,052		0,0030			59,7

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 5. Factor de conversión del CPP corregido (η) y no corregido (η_0)

Fuente: Elaboración propia

Aporte solar diario: La Tabla 22 presenta la cantidad de MJ por m² que aporta el sol para calentar el fluido calo-portador que circula por el circuito primario del SST. Son valores obtenidos con la corrección del factor de conversión del CPP, es decir, consideran las pérdidas de calor que se producen al interior del colector. Se observa que los meses de verano el aporte solar llega a triplicar el aporte en los meses de invierno.

Tabla 22. Aporte solar diario de energía [MJ/m²]

Mes	$(H_{33,4^\circ})$	Rendimiento	Aporte solar diario	
	[MJ/m ² /día]	(η) (%)	[MJ/m ² /día]	
1	Enero	23,9	0,68	16,2
2	Febrero	23,3	0,67	15,6
3	Marzo	21,1	0,66	13,9
4	Abril	16,5	0,60	9,8
5	Mayo	12,3	0,53	6,5
6	Junio	10,4	0,48	5,0
7	Julio	11,9	0,50	5,9
8	Agosto	13,9	0,52	7,2

Mes		$(H_{33,4^\circ})$	Rendimiento (η)	Aporte solar diario
		[MJ/m ² /día]	(%)	[MJ/m ² /día]
9	Septiembre	16,8	0,58	9,7
10	Octubre	20,1	0,63	12,6
11	Noviembre	22,8	0,67	15,3
12	Diciembre	23,5	0,67	15,7
Media anual		18,0		11,1

Fuente: Elaboración propia

1.3.6 Energía neta unitaria disponible diaria, mensual y anual

Tabla 23. Energía neta unitaria disponible [MJ/m²]

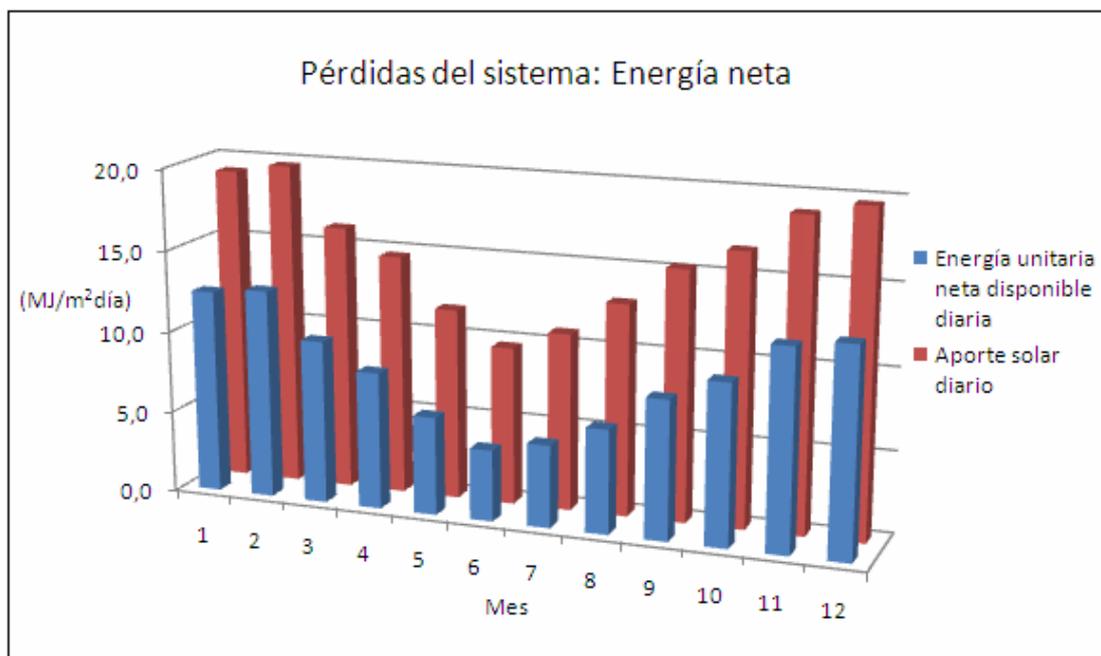
Mes		días	Aporte solar diario [MJ/m ²]	Pérdidas del sistema [MJ/m ²]	E neta unitaria disponible	
					Diaria [MJ/m ²]	Mensual [MJ/m ²]
1	Enero	31	16,23	0,25	12,17	377,27
2	Febrero	28	15,58	0,25	11,69	327,22
3	Marzo	31	13,92	0,25	10,44	323,73
4	Abril	30	9,82	0,25	7,37	221,00
5	Mayo	31	6,50	0,25	4,87	151,02
6	Junio	30	4,97	0,25	3,73	111,82
7	Julio	31	5,87	0,25	4,40	136,47
8	Agosto	31	7,16	0,25	5,37	166,38
9	Septiembre	30	9,67	0,25	7,25	217,65
10	Octubre	31	12,60	0,25	9,45	292,94
11	Noviembre	30	15,28	0,25	11,46	343,77
12	Diciembre	31	15,73	0,25	11,80	365,71
Media anual			11,11	0,25	8,33	252,91
Total anual						3287,87

Fuente: Elaboración propia

Para los valores de aporte solar diario se aplicó un factor de pérdida de energía calórica en el SST. Estas pérdidas se producen en distintos componentes del sistema, como en las tuberías, en los estanques de acumulación, en el proceso de recirculación, entre otras

variables. El valor expuesto en la Tabla 23 corresponde al utilizado por Censolar, basado en experiencias de usuarios. De esta forma se determinó la energía neta unitaria disponible para el SST para la producción de ACS.

Gráfico 6. Pérdidas diarias de energía del sistema [MJ/m²]



Fuente: Elaboración propia

1.3.7 Cálculo de la superficie de captación y cobertura solar

Cálculo de la superficie mínima necesaria de captación: De la Tabla 24 se deduce que para lograr la contribución solar mínima que exige la Ley 20.365, es decir, el 66% de la energía anual requerida para la producción de ACS es necesario instalar 143,23 m² de superficie de CPP en la azotea del edificio en estudio.

Tabla 24. Superficie necesaria de CPP para el proyecto

	(%)	(MJ/año)	(MJ/m ² año)	m ²
Demanda energética anual	100	713524,96		
Contribución solar mínima anual	66	470926,47		
Energía neta unitaria disponible anual			3287,87	
Superficie necesaria de captación				143,231333

Fuente: Elaboración propia

Cálculo de la cantidad necesaria de colectores solares: Considerando que cada CPP tiene una superficie de apertura de 2,204 m², se determinó que la cantidad de CPP para el proyecto son 65 unidades.

Tabla 25. Unidades necesarias de CPP para el proyecto

	m ²	Unidades
Superficie necesaria de captación	143,2313329	
Superficie unitaria de captador	2,204	
Cantidad necesaria de captadores		64,9869931
Cantidad escogida de captadores		65

Fuente: Elaboración propia

1.3.8 Cálculo de la cobertura solar mensual y anual

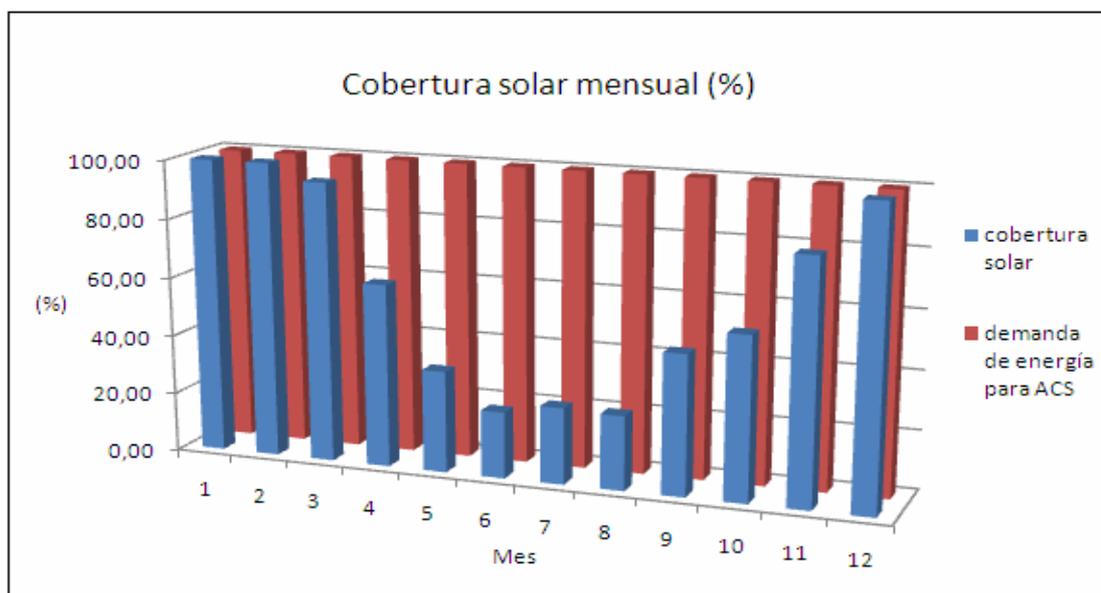
La Tabla 26 muestra que en los meses de verano la energía disponible del campo de captación alcanzar a triplicar la energía disponible en los meses de invierno. En el Gráfico 7 se puede observar la cobertura solar, que en los meses de diciembre a febrero es de 100%. Por otro lado el Gráfico 8 presenta el porcentaje de cobertura del sistema convencional de energía para producir ACS (calderas a gas).

Tabla 26. Energía neta mensual disponible con campo de CPP y cobertura solar

Mes						Superficie campo de captación [m ²]	E neta del campo de captación [MJ/mes]	Cobertura solar (%)	
		Demanda Energía [MJ]	E neta disponible [MJ/m ²]	Área CPP [m ²]	Nº CPP [unid]				
1	Ene	31589,5	377,3	2,204	65	143,26	54047,9	171,09	100,00
2	Feb	35103,6	327,2	2,204	65	143,26	46877,2	133,54	100,00
3	Mar	43158,5	323,7	2,204	65	143,26	46376,9	94,70	94,70
4	Abr	51035,3	221,0	2,204	65	143,26	31661,0	62,04	62,04
5	May	62817,0	151,0	2,204	65	143,26	21635,5	34,44	34,44
6	Jun	71195,4	111,8	2,204	65	143,26	16019,1	22,50	22,50
7	Jul	75530,1	136,5	2,204	65	143,26	19550,0	25,88	25,88
8	Ago	94753,5	166,4	2,204	65	143,26	23835,0	25,15	25,15
9	Sept	65704,6	217,6	2,204	65	143,26	31180,2	47,46	47,46
10	Oct	75805,1	292,9	2,204	65	143,26	41966,1	55,36	55,36
11	Nov	60049,5	343,8	2,204	65	143,26	49248,4	82,01	82,01
12	Dic	46782,7	365,7	2,204	65	143,26	52391,0	111,99	100,00
Anual		713525,0	252,91				434788,4		62,5

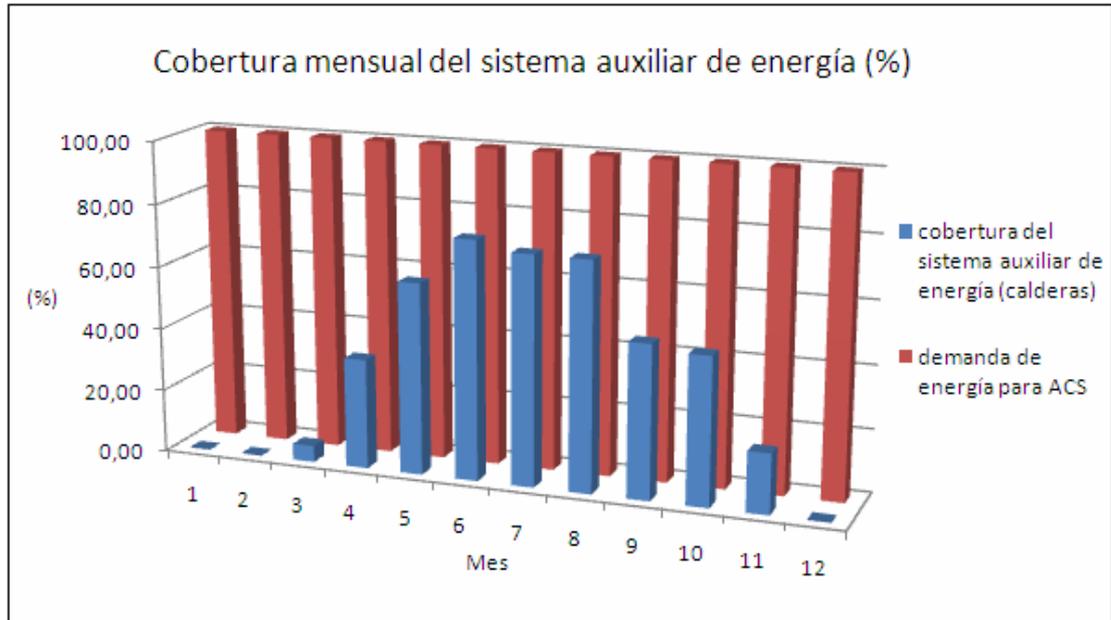
Fuente: Elaboración propia

Gráfico 7. Cobertura solar mensual (%)



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 8. Cobertura mensual del sistema auxiliar de energía (%)



Fuente: Elaboración propia

1.4. Distancia mínima y conexión entre colectores solares

$$d \geq a+b$$

$$a = c \times k$$

$$b = \text{Cos } \beta \times I$$

I: altura del colector solar, 2079 [mm]

β : ángulo de inclinación del colector solar respecto a la horizontal = 33,4°

$$c = \text{Sen } (33,4^\circ) \times 2079 \text{ [mm]} = 1145 \text{ [mm]}$$

k: Coeficiente adimensional. Considerando que el Ritch exige un mínimo de cuatro horas de sol, y que una hora corresponde a 15°, se utilizó el valor del factor $k = 1,99$ perteneciente a un azimut (-30,30).

Con estos datos se procedió al cálculo de a y b.

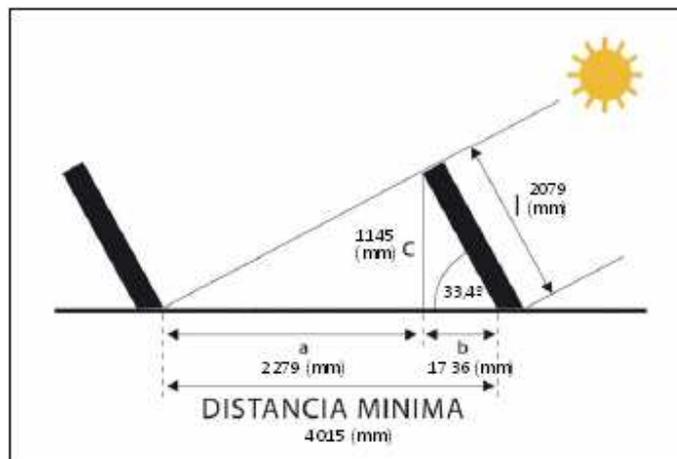
$$a = 1145 \text{ [mm]} \times 1,99 = 2279 \text{ [mm]}$$

$$b = \cos (33,4^\circ) \times 2079 \text{ [mm]} = 1736 \text{ [mm]}$$

$$a + b = 4015 \text{ [mm]}$$

La distancia mínima entre los CPP deber ser 4015 [mm]. Esta distancia significa que entre los CPP no se producirá sombras durante cuatro horas en el solsticio de invierno. Por otra parte, y considerando, que el ancho de cada colector es de 1239 [mm] y que la distancia lateral entre ellos sea de 200 [mm], es necesario una superficie de 280 [m²] para instalar los CPP con la distribución que aparece en la Figura 13. Este valor de superficie es viable para el proyecto, considerando que en la azotea hay una disponibilidad de 315 [m²] para instalar los CPP.

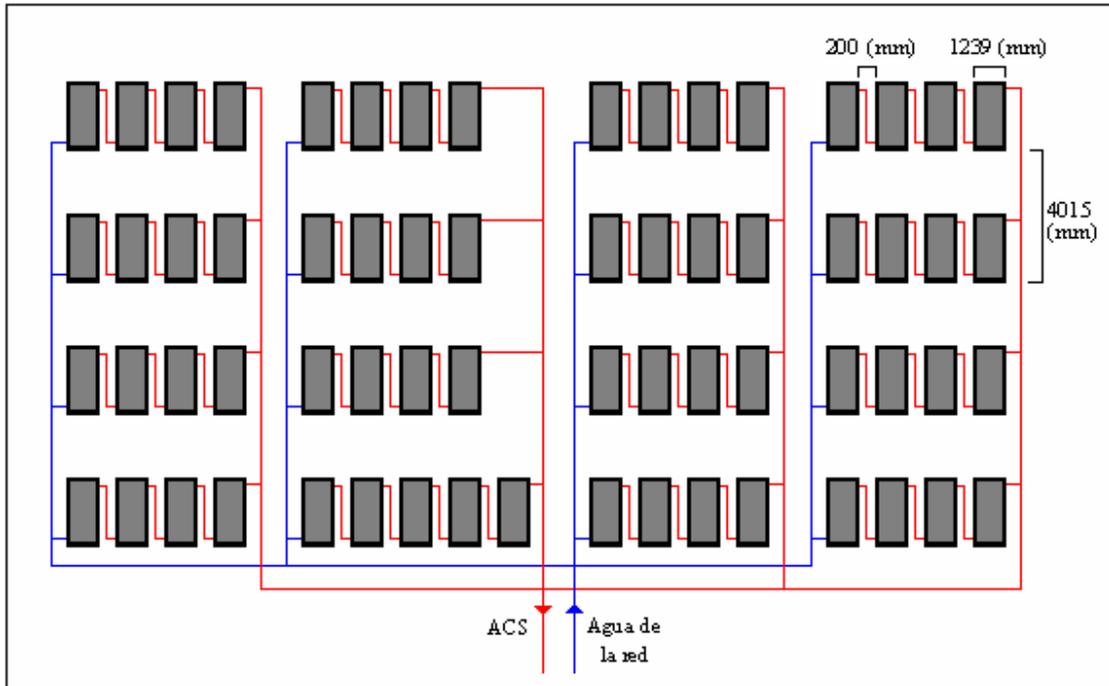
Fig.13. Distancia mínima entre colectores solares



Fuente: CDT, 2007

Con respecto a la conexión entre los colectores se establecieron baterías compuestas por cuatro CPP conectados en serie, como se presenta en la Figura 14. La ventaja de este tipo de conexión es que produce altas temperaturas de salida, las desventajas radican en altas caídas de presión y menor caudal, en comparación a la conexión en paralelo, que implican mayor caudal de la bomba, menor caída de presión pero temperaturas menores de descarga de los colectores. Se determinó que las baterías de CPP se conectarán en paralelo.

Fig.14. Distribución de los 65 CPP en la azotea del edificio, conexión serie-paralelo



Fuente: Elaboración propia

2. Evaluación económica

Se asumió para la evaluación económica el supuesto que los 110 departamentos del edificio en estudio consumían el mismo volumen de ACS. Esto significa que también incurren en los mismos gastos por este servicio. De esta forma se determinó un “departamento tipo”.

2.1. Análisis costo beneficio sin subsidio de la Ley 20.365

2.1.1 Cálculo de inversión del SST

La Tabla 27 presenta el presupuesto de equipos e instalación, elaborado por una empresa especializada en SST. Por disposición de la empresa se procedió a guardar confidencialidad de su nombre. El presupuesto está integrado por los costos en CPP, en el resto de los componentes del SST y en el costo de instalación.

Tabla 27. Presupuesto de equipos e instalación del SST

cantidad	descripción	
65	colectores planos	
	valor equipos	\$ 23.955.750
65	estructuras instalación de colectores	
1	controlador digital	
1	estación de intercambiador de calor	
2	vaso de expansión	
1	líquido propylen glicol	
1	kit de conexiones y válvulas	
	total componentes	\$ 14.500.000
	instalación equipo solar	\$ 12.500.000
	instalación caldera a gas (propiedad del edificio)	
	valor neto	\$ 50.955.750
	iva	9.681.593
	total	\$ 60.637.343

Fuente: Antecedentes recopilados por el autor

El financiamiento de la inversión será solventado por la comunidad del edificio. Como se mencionó para la evaluación económica, se asumió que todos los departamentos consumían el mismo volumen de ACS, por este motivo la cuota de cada departamento por la implementación del SST será la misma, es decir, cada de ellos deberá cancelar \$ 551.249.

2.1.2 Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST

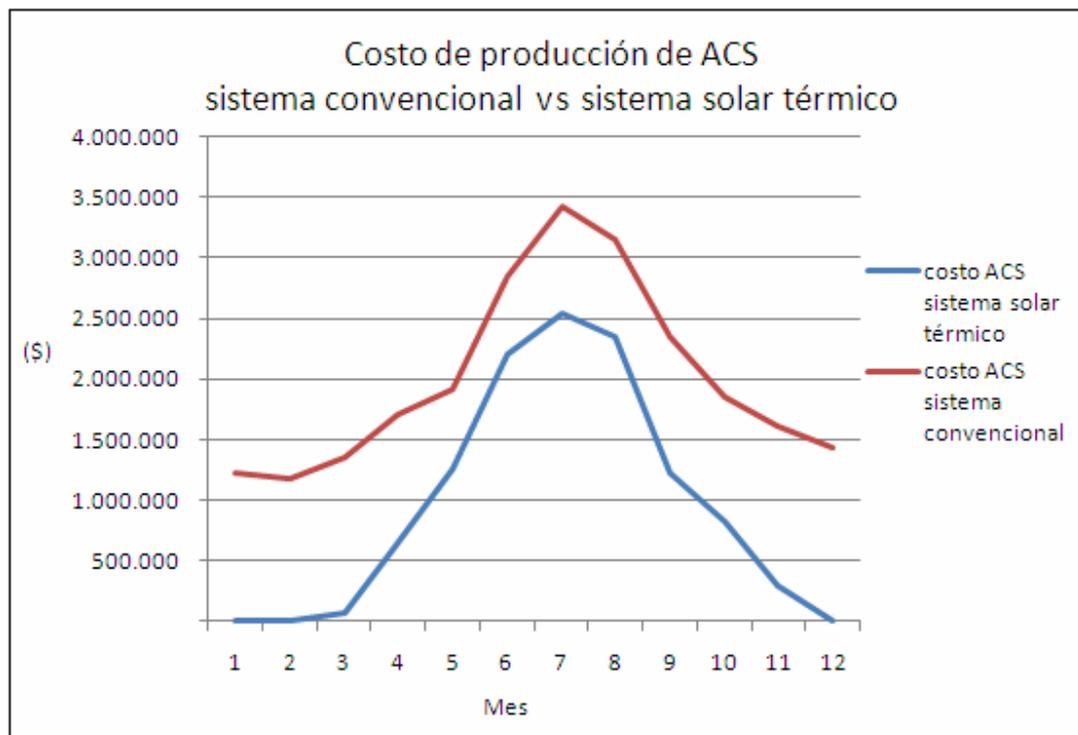
La Tabla 28 muestra el costo mensual en las cuentas de Metrogas de la comunidad del edificio y la cobertura solar del SST. Con estos datos se determinó que el ahorro anual, por la implementación del SST, es de \$ 12.618.371 para la comunidad del edificio y \$ 114.712 por departamento tipo. El Gráfico 9 muestra la diferencia en el costo anual de producción de ACS entre el sistema convencional de energía (calderas a gas) y el SST.

Tabla 28. Ahorro mensual y anual como resultado de la implementación del SST

Mes		costo metrogas por ACS	cobertura solar	ahorro del edificio	ahorro por departamento
		(\$)	(%)	(\$)	(\$)
1	Enero	1.219.849	100,00	1.219.849	11.090
2	Febrero	1.179.886	100,00	1.179.886	10.726
3	Marzo	1.358.769	94,70	1.286.754	11.698
4	Abril	1.702.119	62,04	1.055.950	9.600
5	Mayo	1.921.881	34,44	661.937	6.018
6	Junio	2.852.191	22,50	641.747	5.834
7	Julio	3.423.700	25,88	886.180	8.056
8	Agosto	3.142.779	25,15	790.558	7.187
9	Septiembre	2.346.007	47,46	1.113.302	10.121
10	Octubre	1.849.430	55,36	1.023.853	9.308
11	Noviembre	1.616.763	82,01	1.325.958	12.054
12	Diciembre	1.432.398	100,00	1.432.398	13.022
Media mensual		2.003.814		1.051.531	9.559
Anual		24.045.773	62,46	12.618.371	114.712

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 9. Comparación entre el costo de producción de ACS según sistema



Fuente: Elaboración propia

2.1.3 Cálculo del período de amortización de la inversión

$$\text{Período de amortización} = \frac{60.637.343 \text{ [\$]}}{12.618.371 \text{ [$/año]}} = 4,8 \text{ [años]}$$

La comunidad del edificio recuperará la inversión del SST en un período de 4,8 años.

2.1.4 Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento tipo

$$\begin{aligned} \text{Ahorro total de la comunidad del edificio} &= (20 \text{ [años]} \times 12.618.371 \text{ [\$]}) - 60.637.343 \text{ [\$]} \\ &= 188.613.176 \text{ [\$]} \end{aligned}$$

$$\text{Ahorro total por departamento tipo} = \frac{191.730.083 \text{ [\$]}}{110 \text{ departamentos}} = 1.743.001 \text{ [\$]}$$

Considerando que la vida útil del SST son 20 años, la comunidad del edificio ahorrará en ese período 188.613.176 [\\$]. El ahorro total por departamento tipo sería de 1.743.001 [\\$].

2.2. Análisis costo beneficio con subsidio de la Ley 20.365

2.2.1 Cálculo del porcentaje de la franquicia tributaria de la Ley 20.365

La tasación de cada departamento del edificio en estudio se encuentra en el rango de 3500 a 4500 UF. A partir de esto, y según el reglamento del Ley 20.365 (Tabla 29), la comunidad del edificio podrá optar a un subsidio del 20 % del costo del SST.

Tabla 29. Porcentaje de la franquicia tributaria

Porcentaje de la Franquicia Tributaria		
(Valor neto de la construcción + valor terreno)		
0 UF	2000 UF	100%
2000 UF	3500 UF	40%
3500 UF	4000 UF	20%

Fuente: Diario Oficial, 2009

2.2.2 Cálculo de inversión del SST con subsidio de la Ley 20.365

Como se observa en la tabla 29, el subsidio para el edificio en estudio corresponde al 20% de la inversión por el SST. Esto permite que el costo de inversión disminuya 12.127.469 [\$] respecto al presupuesto original elaborado por la empresa especializada.

$$\begin{aligned} \text{Inversión con subsidio} &= 60.637.434 \text{ [\$]} \times (1 - 0,2) \\ &= 48.509.874 \text{ [\$]} \end{aligned}$$

2.2.3 Cálculo del ahorro mensual y anual por implementar el SST

Corresponden a los mismos ahorros mensual y anual que aparecen en la Tabla 28.

2.2.4 Cálculo del período de amortización de la inversión

$$\text{Período de amortización} = \frac{48.509.874 \text{ [\$]}}{12.618.371 \text{ [$/año]}} = 3,8 \text{ [años]}$$

La comunidad del edificio recuperará la inversión del SST en un período de 3,8 años. Esto significa que uno de los efectos del subsidio tributario en el proyecto es que disminuye en un año el período de retorno de la inversión.

2.2.5 Cálculo del ahorro total de la comunidad del edificio y por departamento

$$\begin{aligned} \text{Ahorro total de la comunidad del edificio} &= (20 \text{ [años]} \times 12.618.371 \text{ [\$]}) - (48.509.874 \text{ [\$]}) \\ &= 203.857.522 \text{ [\$]} \end{aligned}$$

$$\text{Ahorro total por departamento tipo} = \frac{203.857.522 \text{ [\$]}}{110 \text{ departamentos}} = 1.853.250 \text{ [\$]}$$

Los beneficios de la Ley 20.365 permitirán que la comunidad del edificio ahorre, durante los 20 años de vida útil del SST, 203.857.522 [\\$]. Esto se traduce en que el subsidio tributario genera mayores ahorros para la comunidad del edificio y por departamento tipo.

2.3. Análisis de rentabilidad para la inversión de una empresa especializada en SST

Para una empresa que presta servicios en implementar y mantener el SST durante los 20 años de su vida útil, se determinó que obtendría un ingreso anual de 11.773.153 [\\$], que corresponde al 80% del ahorro anual en gas natural producido por la implementación del SST. El restante 20%, es decir, 2.943.288 [\\$] sería para la comunidad del edificio. Este escenario se estableció bajo el supuesto de que la comunidad del edificio de manera racional aceptaría la implementación del sistema, ya que la inversión y el riesgo lo asume la empresa.

Los costos fijos anuales del proyecto son 500.000 [\\$] y están determinados por la mantención de los componentes que integran el SST. El préstamo del banco, para solventar el 70% de la inversión, es de 30.944.025 [\\$] con una tasa de interés del 14 %. El 30% restante, es decir, 13.261.725 [\\$] lo cubre la empresa con recursos propios. Con respecto a la inversión, el valor del activo fijo es de 32.455.750 [\\$] y del activo nominal es de 6.000.000 [\\$].

El flujo de caja para la empresa (ANEXO1) dio como resultado un VAN de 62.249.170 [\\$] (con una tasa de descuento del 5%) y una TIR de 0,47. Considerando que la TIR está definida como la tasa de interés donde el VAN es igual a cero, se deduce que el proyecto tiene una bajísima rentabilidad por lo que sería rechazado. Este caso hipotético fue analizado para explicar porque en la actualidad no existen empresas de este tipo en el mercado que presten servicios de implementar y mantener SST durante su vida útil. El servicio que ofrecen se limita solamente en elaborar una cotización e implementar el SST (en promedio demora dos meses en edificios residenciales) cobrando adicionalmente la mantención del sistema en el caso que sea solicitada por la comunidad del edificio.

VI. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

En relación al método utilizado para la evaluación técnico económica, el análisis de los valores tiene carácter estimativo ya que no considera el probable aumento del costo de los combustibles fósiles en el mercado, la variación de las tasas de interés y la posible disminución de los precios de los SST. Así también, el procedimiento de cálculo puede hacerse más exacto, si se considera la variación en la tasa de interés posible en el período de vida útil de la instalación; y la variación en el tiempo del precio de la energía convencional. Así, con un incremento del 6% anual en este ítem, el valor de la energía se duplica en 10 años. Lo mismo sucede con la variación en el precio de los SST, que con su masificación deberían ir disminuyendo en costo.

Por otro lado, se debe considerar el rendimiento del sistema; éste varía según hora y día y el período del año, lo que se puede manejar en la actualidad computacionalmente. Los cálculos realizados se obtuvieron a través de un modelo estático, que emplea datos medios diarios, mensuales y anuales, que es menos exacto en comparación a modelos dinámicos de simulación (Software), donde se puede definir la fracción de tiempo que se desea utilizar y donde se consideran de manera más exactas las pérdidas de calor producidas en distintas componentes del SST según su diseño.

La implementación del SST permitirá satisfacer el 62,5% de la demanda anual de energía para la producción de ACS, el resto de la demanda la debe cubrir el sistema convencional de energía. La cobertura solar obtenida en la evaluación técnica, significa que en los meses de diciembre, enero y febrero, el SST no requiere el funcionamiento del sistema auxiliar de energía (calderas a gas), ya que cubre el 100% de la demanda, y por lo tanto es autónomo. A diferencia de los meses de abril a noviembre, donde disminuye la radiación solar y la demanda de energía para producir ACS es mayor, debido a que baja la temperatura del agua de la red, lo que se traduce en un aumento del salto térmico para llegar a los 45°C de temperatura deseada. En esos meses, en menor o mayor medida, se necesita del apoyo del sistema auxiliar de energía para producir la demanda de ACS que no cubre el SST.

En los meses de diciembre, enero y febrero la energía generada supera la demanda para la producción de ACS, lo que genera sobrecalentamiento por altas temperaturas en el SST, provocando un aumento en la presión de trabajo, evaporización y una baja en el pH del fluido calo-portador (riesgo de corrosión), lo que se traduce en un envejecimiento acelerado del SST. Además se debe tener en consideración que para componentes como el vaso de expansión, temperaturas sobre los 90°C pueden afectar su funcionamiento, lo mismo para las tuberías y su aislamiento, y para los estanques acumuladores que tienen temperatura límite. El manual de buenas prácticas de la CDT dice que en ningún mes del año la energía producida por el SST debe superar el 110 % de la demanda y no más de tres meses

seguidos el 100%. En caso de no aplicarse esta restricción, se debe indicar el sistema de disipación que será utilizado.

El proyecto ha contemplado medidas para proteger el SST de la sobretemperatura. Éstas son: vaciado parcial campo de CPP, tapado parcial campo CPP con lonas especiales y desvíos de excedentes a otras aplicaciones existentes, en este caso la piscina del edificio. Esta última opción en verano no resulta muy comfortable pensando en tener que utilizar la piscina con temperatura del agua cercana a los 30°C, mientras que la temperatura ambiental es similar, por lo que se consideró sólo en caso de emergencia, y no como la solución a un problema de diseño. También se estudió la implementación de equipos específicos como aerotermos, que son baterías de tubos de agua con ventilador accionado por motor eléctrico para disipar el calor. No obstante, por su consumo eléctrico (costo y dependencia) no fueron considerados en el proyecto original. Lo que sí fue considerado, fue implementar una mezcla anti-congelante como método de protección contra heladas, tomando en cuenta que en la Región Metropolitana la temperatura mínima histórica se encuentra bajo los cero grados. Es por esto que para el proyecto se seleccionó propilen-glicol, que es el fluido calo-portador del circuito primario y que presenta propiedades anti-congelantes. Su proporción en la mezcla con agua no será inferior al 15% y tendrá un margen de seguridad de 5°C bajo la temperatura mínima histórica. No presenta riesgo para la salud humana.

Si al efectuar los cálculos para dimensionar la superficie de CPP se produce sobredemanda de energía para producir ACS en más de tres meses del año, existen variaciones en la etapa de diseño para solucionar este problema que se relacionan con aumentar la inclinación de los colectores solares, considerando que entre mayor sea el ángulo de inclinación respecto al plano horizontal, mayor es el rendimiento en invierno y menor en verano donde más altas son las temperaturas y menor la demanda. También se puede variar el perfil de consumo y la temperatura deseada de ACS, alternativas que significarían una disminución en el confort de las personas.

Un factor estratégico en el diseño de SST corresponde al tipo de conexión entre los CPP, entre los acumuladores y la disposición de los tubos de cobre que están al interior del CPP (que es por donde circula el fluido calo-portador). De estos últimos existen en paralelo, meandro (serpentín) y arpa, cada uno presenta ventajas y desventajas que tienen que ver con las temperaturas que puede alcanzar el fluido a la salida de los CPP, las pérdidas de carga, los caudales de trabajo, el consumo eléctrico de las bombas, entre otras variables. Las mismas ventajas y desventajas ocurren con el tipo de conexión entre los CPP y el tipo de conexión entre los estanques de acumulación, si es en serie, en paralelo, o combinados (serie paralelo). La decisión que se adopte en esta etapa del diseño es fundamental para la optimización del SST y responde a las características de consumo de la comunidad del edificio. No es lo mismo consumir ACS en la noche donde lleva poco tiempo almacenada, y son menores las pérdidas de carga en el estanque de acumulación, que en la mañana donde pasa una mayor cantidad de horas antes del consumo; existe ausencia de radiación solar y las bajas temperaturas de la noche producen mayores pérdidas de calor en los estanques de acumulación. En líneas generales se debe decidir si se prefiere producir un alto caudal de ACS a menor temperatura con menor pérdida de carga (conexión en

paralelo) lo que implicaría tener que utilizar con mayor frecuencia las calderas a gas para llegar a los 45°C de temperatura deseada, o si se prefiere producir un caudal inferior, a mayor temperatura con mayor pérdida de carga (conexión en serie), con el riesgo que en algunos casos el volumen producido de ACS no sea suficiente para todas las personas del edificio.

Las instalaciones solares térmicas que se han implementado en la Región Metropolitana para viviendas multifamiliares adoptan sistemas de conexiones serie-paralelo, que se entiende como un punto de equilibrio entre ambas alternativas y que fue aplicada para el proyecto en estudio.

Con respecto al subsidio de la Ley 20.365, el porcentaje de la franquicia tributaria para los departamentos del edificio en estudio fue de un 20% del costo del SST y de su instalación. Este porcentaje se debe a que la tasación de los departamentos (valor neto de construcción más valor terreno) se encuentra entre las 3.500 UF y 4.500 UF, lo que según la ley corresponde a un 20%, que será descontado del pago que la empresa constructora debe realizar sobre el impuesto a la renta. En caso que no existan impuestos por recuperar la constructora solicita devolución de lo pagado por SST como pagos provisionales mensuales (PPM). Éste es el menor porcentaje que se puede adquirir, en comparación a viviendas que se encuentren tasadas entre las 2.000 UF y 3.500 UF, que les corresponde un 40 %. Los más beneficiados son las viviendas que se encuentren entre 0 y 2000 UF, para éstas el porcentaje de la franquicia tributaria es del 100 %, es decir, cubre la totalidad del costo del SST y de su instalación.

El beneficio establecido en esta ley regirá sólo en las viviendas cuyos permisos de construcción o las respectivas modificaciones de tales permisos se hayan otorgado a partir del 1 de enero de 2008 y que hayan obtenido su recepción municipal final a partir de dicha publicación y antes del 31 de diciembre de 2013. No obstante lo anterior, también accederán al beneficio señalado las viviendas cuya recepción municipal se obtenga después del 31 de diciembre del año 2013, cuando ésta se hubiere solicitado con anterioridad al 30 de noviembre del año 2013 (Diario oficial, 2009).

Quienes pueden ser grandes beneficiados con esta nueva ley son quienes aspiran a viviendas sociales. Existe una gran preocupación de las autoridades por facilitar el acceso a la casa propia a un número importante de chilenos de menores recursos, y esta es una excelente oportunidad para sumarle valor agregado a las viviendas sociales. Sobre todo considerando que cerca del 40% de la población de nuestro país no tiene acceso a ACS (Censo, 2002), y varios que sí tienen no pueden solventar su costo, el cual para una familia promedio (cuatro personas) bordea los 25 mil pesos mensuales. Con iniciativas concretas, que no requieren desmesuradas inversiones, se puede sumar calidad a las viviendas sociales. Claro ejemplo de que los beneficios de la energía solar térmica no son sólo económicos y ambientales, sino también sociales.

Un problema que presentan los edificios residenciales en la Región Metropolitana para cumplir con el 66% de contribución solar mínima exigida por la Ley 20.365 es la forma estructural que presentan. La mayoría de los edificios se caracterizan por tener una forma

esbelta, es decir, son edificios altos, con gran demanda de ACS y con una superficie de azotea que en muchos casos no es suficiente para la instalación de CPP ideal. Esto se traduce que en lugar de implementar CPP, se deba utilizar colectores de tubo al vacío, que presentan un mayor rendimiento y demandan menos superficie de instalación. Si bien esto parece una ventaja, podría determinar que los problemas de sobrecalentamiento en el SST serían mayores, lo mismo con los riesgos de fallas en su funcionamiento, que disminuirían su vida útil.

Otra situación de riesgo para el funcionamiento de los SST son las sombras que pueden producir nuevas edificaciones vecinas de mayor altura, lo que puede generar la pérdida de la inversión. Para intentar prevenir este escenario se debe verificar la normativa del plan regulador comunal, con respecto a las disposiciones de edificación del sector donde esté emplazado el edificio, estudiando las variables que puedan afectar el proyecto. No obstante, existe un vacío legal respecto a los SST, las normativas urbanísticas consignadas en el instrumento de planificación comunal no consultan disposiciones especiales referidas a SST. Del mismo modo, en las instancias de modificación del plan regulador, se pueden alterar disposiciones en detrimento del funcionamiento de los SST como incrementar la altura máxima de construcción en distintos sectores de la comuna, alterar el uso de suelo, entre otras variables.

Otro factor importante es el desarrollo de la certificación de los colectores solares térmicos y de los instaladores. Así, se generará un mayor grado de confianza en los consumidores finales, se incrementará la demanda y fortalecerá el desarrollo de la industria. Actualmente se trabaja en la certificación de equipos solares, sin embargo se requiere una elevada inversión en infraestructura para realizar los ensayos, lo que se traduce en altos costos para la certificación, lo que probablemente no muchas empresas de energía solar térmica estén dispuestas a pagar. Por este motivo se estudian dos alternativas: la primera, aprovechar la institucionalidad existente, en este caso la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), responsable de fiscalizar el mercado de la energía en Chile, y la segunda, la homologación de sellos de eficiencia internacionales, entendiendo por ésta el reconocimiento de procesos, ensayos, sellos y estándares extranjeros. De esta forma, y de manera temporal, quienes deseen aprovechar la Ley 20.365 de franquicias tributarias deben implementar modelos de colectores solares y acumuladores que estén en los registros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Con respecto a la certificación de instalación, se puede decir que es fundamental para alcanzar estándares superiores en SST. La Fundación Chile lanzó el 4 de Agosto del 2010 su programa de “calificación de instaladores solares y aseguramiento de calidad para sistemas solares térmicos de pequeña escala”, en el marco de la entrada en vigencia de la Ley 20.365.

Los SST, la energía solar y las energías renovables en general deben lograr que su implementación no signifique una limitación en el confort de las personas. No obstante existen aspectos culturales que determinan el uso poco eficiente de la energía, adoptando un comportamiento de mayor consumo de ACS considerando que en gran parte del año es gratis. La Ley 20.365 de franquicias tributarias para colectores solares consigna 30 litros diarios de ACS por persona, lo que en nuestro país parece insuficiente observando los

patrones de consumo. Existen alternativas que se pueden implementar para mitigar en alguna medida este problema; las más usadas son la incorporación de economizadores, que combinan aire y agua, y temporizadores, que permiten programar la duración del consumo.

La importancia que está adquiriendo en la actualidad la energía solar térmica se basa en que se ha ido transformando en una alternativa de energía renovable atractiva por dos principales razones. La primera, se relaciona con el nivel de acceso, su implementación puede efectuarse a diferentes escalas, en viviendas unifamiliares, en edificios residenciales, industrias, etc., en sectores urbanos y rurales. La segunda, es el beneficio económico; es una opinión del autor que la energía solar térmica en la actualidad tiene la relación costo-beneficio más rentable en comparación a las demás energías renovables, más aún con la entrada en vigencia de la Ley 20.365 de franquicias tributarias para SST.

VII. CONCLUSIÓN

El nivel de rentabilidad económica de los sistemas solares térmicos está relacionado directamente con el volumen de ACS que se quiere producir; entre mayor sea el volumen, mayor será el ahorro y menor el período de retorno de la inversión. Es por esto que para viviendas unifamiliares puede ser menos atractivo que para las multifamiliares, ya que a diferencia de los edificios residenciales, donde el período de amortización de la inversión está entre 3 y 5 años, en viviendas unifamiliares se encuentra entre 8 y 10 años. Si bien la inversión se paga con el ahorro en energía convencional, representa un período de amortización no menor, y que genera más de una interrogante a los inversionistas.

Es importante en estos proyectos considerar el cálculo de dimensionado del campo (superficie) de colectores solares. Éste debe realizarse con datos diarios de demanda de energía y de consumo de ACS. Sobredimensionar el campo de colectores solares es un error que genera serios daños en el funcionamiento del SST por sobrecalentamiento, más aún en Chile donde la irradiación presenta altos niveles, especialmente en verano cuando las familias se van de vacaciones y estas instalaciones multifamiliares quedan con la mitad de la demanda del factor de carga.

Otro factor ha considerar para un óptimo diseño de un SST es la intervención de varios actores. Lo ideal es el trabajo en conjunto de ingenieros y arquitectos, de manera de integrar arquitectónicamente el SST en el diseño original del edificio, lo que generaría una disminución en los costos de instalación y de algunos materiales, y una mejor imagen visual (menos invasiva).

El Plan Regulador Comunal es otro factor a tener en consideración. Se puede dar la situación de invertir en SST y que luego de un tiempo se construya un edificio vecino de mayor altura que altere el flujo de radiación solar incidente sobre los colectores solares, provocando una disminución en el rendimiento de éstos o simplemente dejarlos inoperantes, produciendo la pérdida de la inversión.

Con respecto a los componentes del SST es importante que se normalice el mercado solar térmico en Chile con productos certificados. Es un paso fundamental para garantizar estándares de seguridad y eficiencia, no sólo en la certificación de equipos comercializados en Chile, sino también en el proceso de instalación.

Como reflexión final, resulta relevante considerar el escenario en que no habrá ninguna reducción importante en el costo de los colectores solares, el crecimiento del mercado habrá de depender principalmente del costo comparativo de estos sistemas con los que funcionan a base de energía convencional. Por consiguiente, hace falta un cambio cultural que valore las energías renovables por los beneficios que representan para un país, dejando atrás la

asociación de conceptos como escasez, restricción, precios elevados y falta de confort. Las energías renovables son un potente motor económico, el balance de esta tecnología resulta positivo porque se ahorra en la importación y consumo de combustibles fósiles, se generan empleos y se crean empresas especializadas, además de los beneficios ambientales y sociales señalados en este documento.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

BCN, 2010. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Disponible en www.leychile.cl. Leído el 22 de julio de 2010.

Blanco, 2009. Plataforma Solar de Almería. Disponible en www.psa.es. Leído 7 de diciembre de 2009.

Cárcamo, 2006. Plan de negocio para una empresa distribuidora de incorporación de energía solar térmica para proveer de agua caliente. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Industrial. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Santiago, Chile. 112p.

CDT, 2008. Manual de buenas prácticas para sistemas solares térmicos. Disponible en www.nodosolar.cl. Leído el 22 de marzo del 2009.

Censo, 2010. Instituto Nacional de Estadísticas. Síntesis de Resultados del Censo Nacional 2002. Disponible en www.ine.cl. Leído el 23 de julio de 2010.

Censolar, 2007. Centro de estudios de la Energía Solar. Disponible en www.censolar.es. Leído el 22 de julio 2010.

CNE, 2009. Comisión Nacional de Energía. Disponible en www.cne.cl. Leído el 10 de Mayo 2009.

Conycit, 2007. El Sector de la Energía en Chile. Capacidades de investigaciones y áreas de desarrollo científico-tecnológico. Comisión nacional de investigación científica y tecnológica, y Unión Europea. Santiago, Chile. 31p.

Diario oficial, 2009. LEY NÚM. 20.365, Establece franquicia tributaria respecto de sistemas solares térmicos. Diario Oficial de la República (agosto): 4-5.

Ecopanel, 2010. Franquicia tributaria Ley 20.365. Disponible en www.ecopanel.cl. Leído el 12 de julio del 2010.

ENDESA, 2007. Energía Eólica en Chile. Disponible en www.cigre.cl. Leído el 14 de Mayo de 2009.

Estif, 2009. European Solar Thermal Industry Federation. Disponible en www.estif.org. Leído el 15 de diciembre de 2009.

- IEA, 2004. International Energy Agency. Disponible en www.iea.org. Leído el 25 de Abril 2009.
- Isener, 2010. Diagrama sistema solar térmico. Revista Sustentabit 3 (diciembre): 6-9.
- Meteonorm, 2010. Global Solar Radiation Database. Disponible en www.meteonorm.com. Leído el 12 de julio del 2010.
- Nodosolar, 2008. Tecnología en colectores solares térmicos. Disponible en www.nodosolar.cl. Leído el 15 de diciembre del 2008.
- Ritch, 2010. Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios en Chile. Disponible en www.frioycalor.cl. Leído el 5 de mayo del 2009.
- Sarmiento, 2008. Energía Solar, Aplicaciones e Ingeniería. 4^a ed. Ediciones Universitarias de Valparaíso, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Valparaíso, Chile. 266 p.
- Sonnenkraft, 2010. Disponible en www.sonnenkraft.es. Leído el 15 de diciembre del 2009.
- Sustentabit, 2009. Franquicias tributarias para sistemas solares térmicos, incentivo a la innovación. Revista Sustentabit 2 (septiembre): 12-15.
- Transenergie, 2006. Estudio del mercado solar térmico chileno. Disponible en www.cne.cl. Leído el 6 de noviembre del 2009.
- Wuest, 2009. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. Disponible en www.dgs-berlin.de. Leído 25 de noviembre de 2009.
- Yañez, 2009. Cifras que ilumina. Revista Sustentabit 1 (junio): 1-2.

IX. ANEXOS

ANEXO 1. Flujo de caja para la inversión de una empresa especializada en SST.

Componente /año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos del proyecto		11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153
Subtotal ingresos (A)		11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153
(-) Costos fijos		- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000
(-) Costo financiero		- 3.486.350	- 3.312.033	- 3.137.715	- 2.963.398	- 2.789.080	- 2.614.763	- 2.440.445	- 2.266.128
Subtotal costos (B)		- 3.986.350	- 3.812.033	- 3.637.715	- 3.463.398	- 3.289.080	- 3.114.763	- 2.940.445	- 2.766.128
Utilidad antes de depreciación (A-B)		7.786.803	7.961.120	8.135.438	8.309.755	8.484.073	8.658.390	8.832.708	9.007.025
(-) Depreciación de activos fijos		- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500
(-) Amortización de activo nominal		- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000
Utilidad antes de impuesto		4.529.303	4.703.620	4.877.938	5.052.255	5.226.573	5.400.890	5.575.208	5.749.525
(-) Impuestos		- 769.981	- 799.615	- 829.249	- 858.883	- 888.517	- 918.151	- 947.785	- 977.419
Utilidad después de impuesto		3.759.321	3.904.005	4.048.688	4.193.372	4.338.055	4.482.739	4.627.423	4.772.106
(+) Depreciación de activos		2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500
(+) Amortización de activo nominal		300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
(-) Inversión	-35.575.000								
(-) Activo fijo	-29.575.000								
(-) Activo nominal	- 6.000.000								
(-) Amortización de la deuda		- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288
(+) Valor desecho del proyecto									
(+) Préstamo	24.902.500								
FLUJO NETO DE CAJA	- 10.672.500	4.806.533	4.951.217	5.095.900	5.240.584	5.385.267	5.529.951	5.674.635	5.819.318
VAN	62.249.170								
TIR	0,47849								

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153
11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153	11.773.153
- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000	- 500.000
- 2.091.810	- 1.917.493	- 1.743.175	- 1.568.858	- 1.394.540	- 1.220.223	- 1.045.905	- 871.588	- 697.270	- 522.953	- 348.635	- 174.318
- 2.591.810	- 2.417.493	- 2.243.175	- 2.068.858	- 1.894.540	- 1.720.223	- 1.545.905	- 1.371.588	- 1.197.270	- 1.022.953	- 848.635	- 674.318
9.181.343	9.355.660	9.529.978	9.704.295	9.878.613	10.052.930	10.227.248	10.401.565	10.575.883	10.750.200	10.924.518	11.098.835
- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500	- 2.957.500
- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000	- 300.000
5.923.843	6.098.160	6.272.478	6.446.795	6.621.113	6.795.430	6.969.748	7.144.065	7.318.383	7.492.700	7.667.018	7.841.335
- 1.007.053	- 1.036.687	- 1.066.321	- 1.095.955	- 1.125.589	- 1.155.223	- 1.184.857	- 1.214.491	- 1.244.125	- 1.273.759	- 1.303.393	- 1.333.027
4.916.790	5.061.473	5.206.157	5.350.840	5.495.524	5.640.207	5.784.891	5.929.574	6.074.258	6.218.941	6.363.625	6.508.308
2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500	2.957.500
300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288	- 2.210.288
											5.000.000
5.964.002	6.108.685	6.253.369	6.398.052	6.542.736	6.687.419	6.832.103	6.976.786	7.121.470	7.266.153	7.410.837	12.555.520

Fuente: Elaboración propia