



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA**

**HERRAMIENTA PARA EVALUAR PROCESOS INDUSTRIALES CON ENERGÍA
SOLAR TÉRMICA EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

CRISTIAN IGNACIO TOLVETT CARO

PROFESOR GUÍA:
ALFREDO MUÑOZ RAMOS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ROBERTO ROMÁN LATORRE
ROBERTO CORVALÁN PAIVA

SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2012

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: CRISTIAN TOLVETT
FECHA: NOVIEMBRE DE 2012
PROF. GUIA: Sr. ALFREDO MUÑOZ

“HERRAMIENTA PARA EVALUAR PROCESOS INDUSTRIALES CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN CHILE”

Los altos costos económicos y ambientales de la energía generada a partir de combustibles fósiles generan un panorama en donde la aplicación y la investigación sobre las energías renovables se hace cada vez más urgente. En Chile existe un escenario adverso en esta materia, ya que la generación de energía eléctrica está asociada a un porcentaje elevado de emisiones y el consumo de combustibles fósiles en la industria es elevado. Como una forma de mitigar estos efectos, la presente memoria tiene por objetivo realizar una evaluación técnico-económica de un campo de colectores solares térmicos para la producción de calor en procesos industriales, aplicando una herramienta de simulación de funcionamiento y operación de un sistema de energía solar térmica.

Para la evaluación se seleccionó un proceso tipo sobre el cual se simularon distintos campos de colectores solares que convierten la energía radiante del sol en calor para calentar agua. El campo solar se complementa mediante un sistema auxiliar de combustibles fósiles para alcanzar la temperatura requerida por el proceso. En la evaluación se analizaron tres escenarios diferentes, modificando la variable específica y manteniendo constante las otras dos: un primer escenario en el cual se varía el horario de despacho de agua caliente; un segundo escenario en el cual se varía el porcentaje de energía requerida que se obtiene a través el sistema solar o fracción solar; y un tercer escenario en donde se varía la cantidad de energía que necesita el proceso seleccionado y el tamaño del campo solar. Cada uno de los casos de estos escenarios se localizó en dos ciudades: Santiago en la Región Metropolitana y Concepción en la Región del Biobío.

En cada escenario planteado fue posible establecer prestaciones, rendimientos técnicos y los beneficios económicos del sistema solar para un proyecto en un horizonte de 25 años. Los beneficios económicos se obtienen al remplazar la energía generada con combustibles fósiles, petróleo diesel y gas natural en los casos analizados, con la energía obtenida con la tecnología solar. Los resultados técnicos muestran las diferencias entre los distintos casos simulados. La conversión de la radiación solar en calor se hace menos eficiente a medida que se aumenta la fracción solar, mientras que se mantiene prácticamente constante al aumentar el campo solar. Por otro lado, se requieren campos solares y mayores inversiones económicas en la ciudad de Concepción para generar la misma cantidad de energía solar que en la Región Metropolitana.

Los resultados del análisis del VAN de los distintos casos muestran que la rentabilidad económica de los distintos proyectos aumenta a medida que aumenta el tamaño del campo solar y disminuye a medida que aumenta la fracción solar. En específico los resultados muestran que es factible económicamente remplazar el combustible diesel por energía solar en Santiago y Concepción para todos los casos analizados. Por otro lado el remplazo de gas natural es rentable en Santiago para todos los casos en que la energía del proceso es mayor a 200MW para todas las fracciones solares estudiadas (hasta el 80%), mientras que para la ciudad de Concepción los proyectos que remplazan gas natural son rentables sólo en los casos en que la energía del proceso es igual o mayor a 400MW y que además presenten fracciones solares bajo el 70%.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1	Introducción.....	1
1.2	Objetivos	2
2	METODOLOGÍA DE TRABAJO	3
2.1	Análisis de la introducción de la tecnología solar en Chile.....	3
2.1.1	Análisis del recurso solar en Chile.....	3
2.1.2	Análisis de tecnologías de colectores solares térmicos.....	4
2.2	Selección de sectores y procesos industriales.....	4
2.2.1	Análisis por criterio energético.....	4
2.2.2	Análisis por criterio económico	4
2.3	Simular y evaluar el sistema solar: herramienta SAM.....	5
2.3.1	Herramienta de simulación	5
2.3.2	Simulación sobre distintos escenarios y ciudades.....	8
2.3.3	Análisis técnico-económico de los resultados	8
2.3.4	Cálculo de reducciones de gases de efecto invernadero	11
2.4	Conclusión sobre la inclusión de la energía solar térmica en la industria.....	13
2.5	Diagrama esquemático de la metodología de trabajo	14
3	INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN CHILE	15
3.1	Análisis del recurso solar	15
3.1.1	Zonas energéticamente homogéneas (ZEH).....	15
3.1.2	Radiación solar	16
3.1.3	Índice de transparencia atmosférica (ITA).....	16
3.1.4	Evaluación del recurso solar por ZEH	17
3.1.5	Perfiles de radiación de localidades de simulación.....	18
3.2	Evaluación de colectores solares térmicos	23
3.2.1	Colectores solares de baja temperatura o sin concentración	24

3.2.2	Concentradores solares de alta temperatura.....	26
3.2.3	Elección del colector solar	27
3.3	Conclusión sobre la introducción de tecnologías solares.....	29
3.3.1	Tecnologías solares recomendados por requerimiento de temperatura de procesos 29	
3.3.2	Tecnologías a utilizar en cada ZEH	30
4	ANÁLISIS DE PROCESOS RELEVANTES PARA LA ENERGÍA SOLAR	32
4.1	Criterios para identificar sectores industriales relevantes	32
4.1.1	Criterio energético	33
4.1.2	Criterio económico.....	35
4.1.3	Conclusión sobre los criterios escogidos.....	40
4.2	Procesos relevantes para la introducción de la energía solar	41
4.2.1	Industria del vino.....	41
4.2.2	Industria de alimentos procedentes de pescado.....	42
4.2.3	Industria conservera y alimenticia.....	44
4.2.4	Industria del azúcar	45
4.2.5	Industria química	46
4.2.6	Resumen de las alternativas de la industria para la introducción de tecnología solar térmica.....	49
4.3	Proceso Seleccionado.....	51
4.3.1	Características de la industria de la leche	51
4.3.2	Descripción del proceso	54
4.3.3	Balance térmico del proceso de pasteurización	59
5	SIMULACIÓN DE ESCENARIOS	62
5.1	Definición de los escenarios de simulación.....	62
5.2	Alcances y presentación de resultados	63
5.2.1	Alcances y presentación de resultados técnico-energéticos	63
5.2.2	Alcances y presentación de resultados económicos	65
6	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	67

6.1	Resultados técnico energéticos	67
6.1.1	Resultados escenario de horario de despacho.....	67
6.1.2	Resultados escenario de fracciones solares	75
6.1.3	Resultados escenario de energías requeridas	83
6.2	Análisis de resultados técnico-energéticos	92
6.2.1	Análisis de escenario horarios de despacho	92
6.2.2	Análisis de escenario de fracción solar.....	98
6.2.3	Análisis de escenario de energía requerida.....	102
6.3	Resultados económicos	105
6.3.1	Resultados sobre escenario de despacho horario.....	105
6.3.2	Resultados sobre escenario de fracción solar	110
6.3.3	Resultados sobre escenario de energía requerida	115
6.4	Análisis de resultados económicos	120
6.4.1	Análisis de escenario de horario de despacho	120
6.4.2	Análisis de escenario de fracción solar.....	124
6.4.3	Análisis de escenario de energía requerida.....	127
6.5	Cálculo de reducción de gases de efecto invernadero.....	130
6.5.1	Reducción escenario de horario de despacho.....	131
6.5.2	Reducción escenario de fracción solar	131
6.5.3	Reducción escenario de energía requerida	131
7	CONCLUSIÓN.....	133
8	BIBLIOGRAFÍA.....	135

Anexos

1	ANEXO: DATOS DE LA INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN CHILE	
	137	
1.1	Radiación solar promedio para localidades en chile	137
1.2	Índice de transparencia atmosférica.....	137
1.3	Descripción de las partes de los distintos colectores	138

1.3.1	Colector de placa plana	138
1.3.2	Colector de tubos al vacío	139
1.3.3	Concentrador de cilindro parabólico	140
1.3.4	Colector linear Fresnel.....	140
2	ANEXO: DATOS SOBRE INDUSTRIA DE LA LECHE	142
3	ANEXO: BALANCE DE CALOR DE PROCESO DE PASTEURIZACIÓN DE LECHE	145
3.1	Características de los fluidos del proceso	145
3.2	Etapas de calentamiento.....	145
3.3	Segunda etapa de regeneración	146
3.4	Primera etapa de regeneración.....	147
3.5	Calentamiento de agua de proceso en caldera	148
4	ANEXO: CUADROS DEL MÓDULO SWH DE LA HERRAMIENTA SAM150	
4.1.1	Configuraciones técnicas.....	151
4.1.2	Configuraciones económicas.....	155
5	ANEXO: CONFIGURACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA SIMULACIÓN	160
5.1	Configuración técnica del sistema.....	160
5.1.1	Rendimiento anual.....	160
5.1.2	Sistema de calentamiento de agua solar.....	160
5.2	Configuración económica del sistema solar	162
5.2.1	Estructura de costos	163
5.2.2	Financiamiento	164
5.2.3	Tasa de utilidad	165
6	ANEXO: PERFIL CLIMÁTICO Y RECURSO SOLAR DE LAS LOCALIDADES	166

6.1	Perfil de la región metropolitana, Santiago.....	166
6.2	Perfil de la octava región.....	167
6.3	Comparación de perfiles	168
7	ANEXO: FICHA TÉCNICA DEL COLECTOR ESCOGIDO.....	170
8	ANEXO: RESULTADOS TÉCNICO-ENERGÉTICOS.....	171
8.1	Anexos resultados escenario de horarios de despacho.....	171
8.1.1	Resultados térmicos	171
8.1.2	Resultados de radiación incidente y calor transmitido	172
8.1.3	Análisis energético.....	174
8.2	Anexos resultados de escenario de fracción solar	177
8.2.1	Resultados térmicos	177
8.2.2	Resultados de Radiación incidente y calor transmitido.....	178
8.2.3	Resultados energéticos	180
8.3	Anexos resultados de escenario de energía requerida	182
8.3.1	Resultados térmicos	182
8.3.2	Resultados de radiación incidente y calor transmitido	183
8.3.3	Resultados energéticos	185
9	ANEXOS: RESULTADOS ECONÓMICOS.....	188
9.1	Anexos resultados escenario de horario de despacho.....	188
9.1.1	Santiago	188
9.1.2	Concepción.....	190
9.2	Anexos de resultados escenario de fracción solar	192
9.2.1	Santiago	192
9.2.2	Concepción.....	195
9.3	Anexos de resultados de escenario de energía requerida	197
9.3.1	Santiago	197
9.3.2	Concepción.....	199

10 ANEXO: EJEMPLO DE FLUJO DE CAJA202

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

La industria manufacturera nacional posee altos requerimientos de calor de baja y media temperatura, los cuales se obtienen en su mayoría mediante el uso de equipos tradicionales de quema de combustibles fósiles. Estos sistemas tradicionales trabajan con altos costos económicos que difícilmente se resolverán en el futuro. El contexto del mercado de los combustibles fósiles a nivel nacional e internacional muestran que los precios no disminuirán, sino todo lo contrario, se esperan elevadas alzas en las próximas décadas. Por otro lado también estos sistemas producen emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) lo que, sumado a las consecuencias climáticas a nivel local y global, también supondrá problemas de gestión a medida que las legislaciones medioambientales se vuelvan más estrictas

En la zona centro del país, la comprendida entre la cuarta y la octava región, existe un potencial de generación de calor solar térmico suficientemente alto como para complementar energéticamente varios procesos industriales con requerimientos térmicos hasta los 100°C. Por otro lado el desarrollo de tecnologías solares de menor costo, especialmente pensadas en generación de calor de proceso de baja y mediana temperatura, han permitido que estas se transformen en una alternativa real de reemplazo a los combustibles fósiles convencionales en una amplia gama de procesos industriales.

Los objetivos principales de este estudio son realizar una evaluación técnica y económica de la introducción de la energía solar térmica en un proceso industrial seleccionado mediante la aplicación de una herramienta de simulación. La introducción de la energía solar se realiza mediante un remplazo parcial de un sistema de generación de calor tradicional de quema de combustibles fósiles. La evaluación se realiza con la herramienta de simulación Solar Advisor Model (SAM).

Para la evaluación se elaboraron tres escenarios de simulación divididos en varios casos para las ciudades de Santiago y Concepción. Los escenarios tres escogidos son: un primer escenario que varía el horario de despacho de agua caliente; un segundo escenario en el cual se varía la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar; y un tercer escenario donde se varía la cantidad de energía que necesita el proceso seleccionado. Para estos escenarios se evaluó el desempeño técnico, la factibilidad y rentabilidad económica, y la capacidad para reducir las emisiones de GEI.

Los resultados de estas simulaciones muestran que el uso de la energía solar en la industria aparece como una alternativa técnicamente factible y económicamente atractiva en la mayoría de los casos para ambas ciudades. Estos resultados deja bien aspectada la introducción de la energía solar en procesos industriales de baja y mediana temperatura, además de aportar a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile, resolviendo varios problemas derivados del uso y quema de combustibles fósiles.

1.2 Objetivos

Objetivos Generales

- Realizar una evaluación técnico-económica de un sistema solar térmico para producir calor para procesos industriales en Chile.
- Aplicar una herramienta de evaluación de funcionamiento y operación de un sistema de generación de energía solar térmica para aplicar en procesos industriales que requieran calor.

Objetivos Específicos

- Analizar las características del recurso solar en Chile y evaluar las tecnologías de colectores solares térmicos más maduras.
- Seleccionar y estudiar un proceso industrial el cual sea posible incluir sistemas de calor solar para hacer un remplazo parcial o una asistencia complementaria al sistema de generación de calor tradicional.
- Generar una simulación para pruebas de operación y desempeño de un campo de colectores solares integrados a un proceso industrial seleccionado.
- Calcular la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero generados anualmente por estas plantas de calor solar y calcular costos de instalación y operación del sistema de generación de calor solar, así como los beneficios económicos obtenidos anualmente por la operación del sistema.
- Concluir sobre la metodología de evaluación de aplicación de tecnología solar térmica en procesos industriales en Chile.

2 METODOLOGÍA DE TRABAJO

El presente trabajo se enfoca en la utilización de tecnologías de colectores solares térmicos para generación calor en procesos industriales manufactureros de Chile. Para ello se sigue una metodología que permite establecer las características del recurso solares en el país, los sectores industriales más relevantes para la introducción de la energía solar térmica y la factibilidad técnica y económica de un sistema de generación de calor solar para procesos industriales. Para la consecución de los distintos objetivos trazados trabajo se divide en cuatro etapas específicas:

- A. Análisis de la posibilidad de introducción de la tecnología solar térmica en Chile.**
 - i. Análisis del recurso solar en Chile.
 - ii. Análisis de tecnologías de colectores solares térmicos.
- B. Análisis de sectores y procesos industriales relevantes para la introducción de la tecnología solar.**
 - i. Análisis por criterio energético
 - ii. Análisis por criterio económico
 - iii. Selección de proceso a simular
- C. Simular y evaluar el sistema solar: herramienta SAM**
 - i. Simulación sobre distintos escenarios y ciudades
 - ii. Análisis técnico-económico de los resultados de simulación
 - iii. Cálculo de reducciones de gases de efecto invernadero
- D. Concluir sobre la factibilidad de la inclusión de la energía solar térmica en la industria.**

2.1 Análisis de la introducción de la tecnología solar en Chile

El análisis de la introducción de la tecnología solar en Chile se divide principalmente en dos partes: en la primera parte se analiza las características del recurso solar en las distintas zonas del país, mientras que en la segunda parte se analizan las tecnologías de los principales colectores solares térmicos para poder establecer las ubicaciones geográficas y los rangos de temperatura de operación de manera de optimizar el desempeño de cada tipo de tecnología, dadas sus características únicas.

2.1.1 Análisis del recurso solar en Chile

Para poder determinar la posibilidad de la introducción de la tecnología solar térmica en Chile, se realizó un análisis sobre el recurso solar existente en a lo largo del país. El análisis del recurso solar se refiere principalmente a estudiar la cantidad de radiación y características de los cielos en las distintas zonas del país. El análisis sobre la radiación incluye una revisión sobre los datos de la radiación solar promedio en las distintas regiones del país en base a mediciones de distintas fuentes nacionales e internacionales. El análisis sobre la característica del cielo se realiza con la evaluación del llamado Índice de Transparencia Atmosférica (ITA). Este valor da cuenta de la cantidad de radiación que alcanza la superficie de la tierra en función de la radiación extraterrestre o en otras palabras radiación que hay antes de iniciar su paso a través de la atmósfera. En días claros, los valores de este índice serán elevados y en días nublados pueden llegar a ser muy bajos. Estableciendo rangos específicos para el ITA,

se podrá establecer que zonas o regiones de Chile presentan características de cielo despejado, parcial o nublado.

2.1.2 Análisis de tecnologías de colectores solares térmicos

Un colector solar es cualquier dispositivo diseñado para captar la energía irradiada por el sol y convertirla en energía térmica traspasándola a un fluido caloportador, generalmente agua. Los colectores se dividen en dos grandes grupos: colectores solares de alta temperatura o de concentración y colectores solares de baja temperatura. Las distintas tecnologías de colectores solares térmicos tienen distintas características, por lo que presentan límites máximos de temperatura y condiciones óptimas de operación propias, por lo que los procesos industriales a los cuales se les puede adaptar dependerán mucho del diseño de cada colector. El análisis de las características de los colectores se cruza con los datos obtenidos en el análisis del recurso solar y se elabora una recomendación de uso de los distintos colectores solares para distintos rangos de temperatura y en distintas zonas geográficas del país.

2.2 Selección de sectores y procesos industriales

Luego de analizar los recursos y las tecnologías solares se analizaron los sectores industriales más relevantes para la introducción de la energía solar térmica mediante dos criterios principales: un primer criterio energético, referido al requerimiento energético del sector considerando su consumo de combustibles fósiles; y un segundo criterio económico referido a la relevancia del proceso industrial en la generación de valor agregado y su consiguiente participación en el PIB nacional.

2.2.1 Análisis por criterio energético

El primer criterio para el estudio de los sectores industriales es un criterio energético que considera el consumo de combustibles fósiles de los distintos sectores industriales. Para realizar este análisis se considerarán dos fuentes nacionales oficiales: el Balance Nacional Energético, BNE, publicado por el ministerio de energía; y la Encuesta Nacional Industrial Anual, ENIA. Los consumos de combustible analizados son sobre el petróleo diesel y el gas natural. El análisis excluye aquellos combustibles utilizados para usos de transporte o generación de energía eléctrica. Los sectores industriales que muestren mayor consumo, y por lo tanto mayor demanda energética, serán mejores candidatos para la introducción de la tecnología solar.

2.2.2 Análisis por criterio económico

Un segundo criterio de estudio de sectores industriales es el criterio económico, referido a la relevancia de los distintos sectores industriales en la economía nacional. La relevancia económica de un sector se define mediante un análisis de los principales indicadores macroeconómicos: PIB, valor agregado y exportaciones. La relevancia sobre el PIB se define mediante un análisis sobre la participación del sector en el PIB total del país. La relevancia sobre el valor agregado se define mediante el análisis del valor extra que se incorpora a los bienes producidos por los procesos productivos del sector. Por último la relevancia sobre las exportaciones se define mediante el análisis de la participación del sector industrial en el nivel de exportaciones del país. Los sectores industriales con mejores rendimientos económicos tendrán mayores posibilidades de invertir sobre el uso de la tecnología de colectores solares térmicos.

2.3 Simular y evaluar el sistema solar: herramienta SAM

Para realizar la evaluación técnica y económica del sistema solar propuesto se utilizó la herramienta software Solar Advisor Model (SAM). Esta herramienta fue seleccionada ya que provee de una alta precisión en el cálculo de algunas variables de operación del sistema, sumado a la alta flexibilidad que entrega para analizar diversas configuraciones del sistema de generación de calor solar. El sistema solar a simular estará compuesto por un campo de colectores solares y un tanque de almacenamiento de agua caliente llamado tanque de almacenamiento solar. La herramienta SAM permite realizar diversas combinaciones de sistemas de generación solar, de forma de encontrar la existencia de configuraciones que optimicen económica y técnicamente el sistema propuesto.

2.3.1 Herramienta de simulación

Solar Advisor Model (SAM) (1) es un modelo de rendimiento energético y económico que utiliza el motor de simulación TRNSYS, destinado a facilitar la toma de decisiones para las personas involucradas en la industria de las energías renovables. SAM fue desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), para simular una amplia gama de tecnologías de energía renovables para planificar y evaluar programas de investigación y desarrollo, incluyendo estimaciones de costo del proyecto y el rendimiento.

SAM permite simular una amplia gama de tecnologías de energía solar para la generación de electricidad fotovoltaica o térmica, y calor solar. SAM también incluye un sencillo modelo de sistema de energía térmica para las comparaciones entre los sistemas de energía solar y la basada en combustibles fósiles de las centrales térmicas y un sistema genérico de generación de agua caliente solar.

SAM utiliza un modelo de rendimiento por hora de estimar la producción anual de un sistema de energía total y un coste y el modelo financiero para calcular un flujo de caja del proyecto. El programa genera informes de rendimiento y métricas financieras en tablas y gráficos, que pueden ser exportados para su uso en los informes o para su análisis posterior en otros modelos.

2.3.1.1 Motor de SAM

El programa TRNSYS (2) fue elegido como el motor de rendimiento para SAM, principalmente debido al extenso contenido existente y validación en la comunidad especializada. TRNSYS ha sido ampliamente utilizada en la comunidad científica relacionada con la energía solar para la simulación de campos de colectores integrados tanto industrialmente como para aplicaciones de pequeña escala.

Los sistemas y módulos de TRNSYS son pre-construidos e integrados en SAM, con lo cual el modelo de rendimiento funciona completamente en el fondo y el usuario no necesita saber nada sobre TRNSYS para llevar a cabo ningún análisis. Los módulos de TRNSYS se encuentran pre-compilados en lenguaje FORTRAN (Formula Translation) que simulan un componente particular del sistema. Estos componentes modulares son tres:

- **Módulo de campo solar:** El módulo de campo solar toma varios datos de entrada de variables de clima y sistema, y calcula la cantidad de energía que puede ser colectada por el campo solar y la temperatura de salida de este.

- **Almacenamiento térmico y despacho:** Este módulo hace un seguimiento de la energía inyectada y extraída desde el sistema de almacenamiento térmico, pero también determina el control de despacho para la planta y el sistema de almacenamiento térmico
- **Planta de poder:** este módulo convierte la energía térmica que proviene del campo solar o del sistema de almacenamiento en energía eléctrica, pero también permite la opción de corrección de temperatura utilizando un sistema auxiliar de combustibles fósiles.

Estos módulos poseen parámetros invariables, como también variables de entrada y salida que se actualizan en cada paso tiempo (resultados de los cálculos al interior del módulo). De esta forma, los resultados de un módulo puede ser conectado a las entradas de otro, y por tanto resulta sencillo generar sistemas dependientes entre sí, por ejemplo, la temperatura y caudal de salida de un intercambiador de calor pueden ser conectadas a la entrada de un condensador que se encuentra inmediatamente después del intercambiador.

TRNSYS utiliza datos de un año meteorológico tipo (TMY por sus siglas en inglés) (3) como datos de entrada del programa. Un año meteorológico tipo es elaborado a partir de un conjunto de datos de valores hora a hora de radiación solar y variables meteorológicas de un año entero. Para la elaboración de este año, se selecciona cada uno de los 12 meses del año, entre los meses previamente existentes para distintos años reales, hasta formar un año completo, utilizando los años más representativos. Por ejemplo, de la base de datos de datos climatológicos anuales, los datos de todos los meses de enero son analizados estadísticamente, obteniendo el mes de enero más representativo, el cual se selecciona como mes candidato. Debido a que meses consecutivos pueden pertenecer a años diferentes, las discontinuidades deben ser suavizadas, lo que se logra con un algoritmo simple de ajuste.

2.3.1.2 Módulos de simulación

El primer paso para poder utilizar SAM es escoger la tecnología y el tipo de financiamiento para el proyecto específico. Los distintos tipos de financiamiento dependen de los tipos de tecnologías. Estas distintas tecnologías se dividen en módulos llamados “modelos de rendimiento” (performances models en inglés).

Para la evaluación de los distintos escenarios propuestos en el presente estudio se utilizó el módulo de calentamiento solar de agua para uso comercial (SWH por sus siglas en inglés). La última versión del modelo de calentamiento solar de agua representa un sistema de doble tanque con uso de glicol-agua con un sistema de auxiliar de calentamiento eléctrico y con la inclusión de un tanque de almacenamiento para aplicaciones residenciales. El modelo permite variar la locación geográfica, los perfiles de carga de agua caliente hora a hora, así como también las características del colector, del intercambiador de colar y los tanques de almacenamiento. Este módulo se describe en extensión a continuación.

2.3.1.3 Calentamiento solar de agua para uso residencial o comercial

La última versión del modelo de calentamiento solar de agua (SWH por sus siglas en inglés) representa un sistema de doble tanque con uso de glicol-agua con un sistema de auxiliar de calentamiento eléctrico y con la inclusión de un tanque de almacenamiento. Para mayores detalles acerca de la interfaz del módulo SWH del Software SAM revisar el anexo 4: Cuadros del módulo SWH de la herramienta SAM.

Las características del sistema solar que simula SAM se muestran en el siguiente esquema:

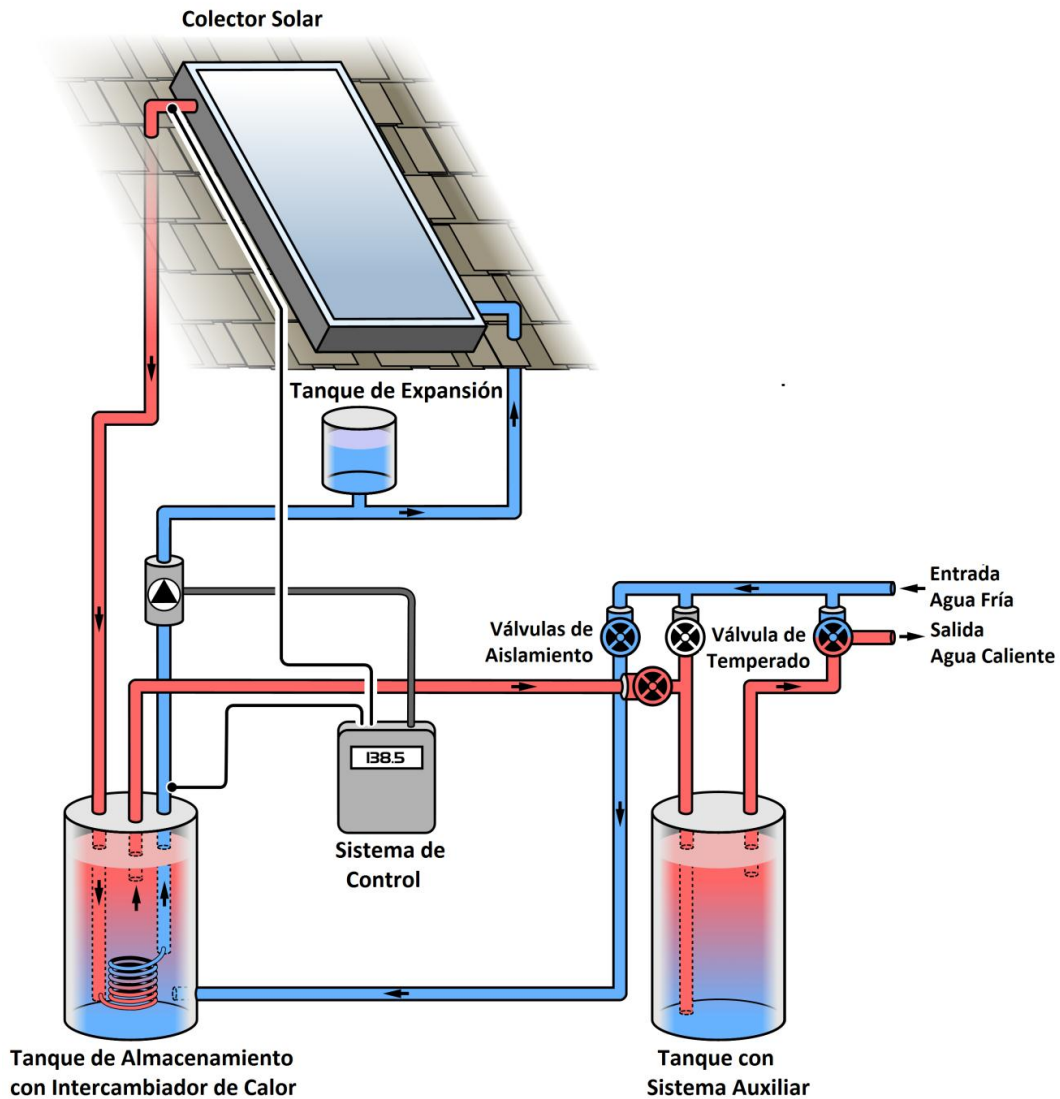


Ilustración 2-1: Esquema de funcionamiento del sistema modelado por la herramienta SAM

Este sistema solar es algo más complejo que los sistemas solares tradicionales, por lo que se requieren algunos componentes adicionales. Los componentes principales de este arreglo solar son:

Colector Solar: se asume que los colectores son planos y conectados en paralelo, con un flujo uniforme a través de cada colector. El colector se encuentra cargado con glicol con capacidad calórica igual $3.4 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$.

- **Tanque de expansión:** este dispositivo asegura que no se generen diferencias bruscas de presión en el circuito del colector debido a la expansión y contracción del fluido caloportador.
- **Válvulas de aislamiento:** válvulas utilizadas en caso de falla o emergencia, cerrando la comunicación de agua desde la red y deteniendo el circuito del sistema.
- **Sistema de control:** mantiene flujo constante en el circuito del colector y previene en caso de cualquier emergencia.

- **Intercambiador de calor:** el intercambiador de calor se ubica al interior del tanque de almacenamiento. Este traspassa la energía del fluido caloportador al fluido de proceso, en este caso agua de la red. No tiene pérdidas térmicas y se asume con una eficiencia constante especificada por el usuario.
- **Tanque de almacenamiento:** este tanque almacena el agua calentada con el intercambiador de calor hasta que sea requerida por el proceso. Una vez que el agua abandona este tanque, este vuelve a llenarse y comienza de nuevo el ciclo del colector.
- **Tanque auxiliar:** desde el tanque de almacenamiento llega el agua caliente hacia el tanque auxiliar. Dentro de este se aumenta la temperatura del agua hasta la temperatura requerida por el proceso. En el fondo del tanque auxiliar se modela un solo elemento eléctrico con una capacidad especificada por el usuario.
- Ambos tanques, son modelados mediante el método de las diferencias finitas. El coeficiente de pérdida térmica del tanque de almacenamiento es especificado por el usuario, mientras que el coeficiente de pérdida del tanque auxiliar es calculado a partir del factor de potencia especificado por el usuario.
- **Válvula de temperado:** en caso de que la temperatura dentro del tanque auxiliar supere la temperatura específica del proceso, la válvula de temperado hace un bypass entre la tubería de agua caliente y agua fría para alcanzar la temperatura deseada.
- **Válvulas de entrada y salida:** el sistema cuenta con una válvula de entrada, que deja entrar el agua fría desde la red local, y una válvula de salida que deja salir el agua caliente a la temperatura especificada por el usuario. El flujo de agua se considera constante durante cada hora, utilizando valores en kg/hrs según un perfil especificado por el usuario.

2.3.2 Simulación sobre distintos escenarios y ciudades

Las simulaciones se dividieron en tres escenarios distintos que a su vez se dividen en varios casos que muestran la sensibilidad de los sistemas solares a ciertas variables escogidas. Estas variables son el horario de despacho de agua caliente, referido al momento del día en que el sistema solar despacha el agua calentada mediante la tecnología de colectores solares hacia el proceso industrial; la fracción solar del sistema, referido a la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar, en otras palabras la cantidad de energía que se deja de obtener mediante la combustión de combustibles fósiles y se reemplaza con energía proveniente del sistema solar; y por último la energía requerida por el proceso, es decir la cantidad de energía anual que se necesita para producir el producto específico del proceso.

Dados estos escenarios es necesario probar los distintos escenarios de simulación en distintas localidades del país. Los datos disponibles permiten evaluar los sistemas solares en las ciudades de Santiago en la región metropolitana y Concepción en la octava región del Biobío, por lo que estas ciudades serán las escogidas para simular los sistemas solares. Entre estas dos regiones se concentra la mayor cantidad de procesos industriales no mineros del país, por lo que la factibilidad de uso en estas regiones significará que existe factibilidad en todas las regiones intermedias.

2.3.3 Análisis técnico-económico de los resultados

Luego de la simulación es importante poder analizar y evaluar los resultados obtenidos. Estos análisis se dividirán en dos, un análisis técnico-energético y un análisis económico.

2.3.3.1 Análisis técnico-energético

El análisis técnico energético de los sistemas solares simulados incluirá; análisis sobre datos técnicos, análisis sobre datos térmicos, análisis sobre datos de radiación incidente y calor transmitido al tanque de almacenamiento, y análisis sobre datos energéticos.

El análisis técnico incluye un estudio del dimensionamiento del sistema solar, es decir el número de colectores y el tamaño del tanque solar necesarios para satisfacer los requerimientos energéticos del proceso. También se evalúan dos índices de rendimiento: el factor de planta, referido a la cantidad de energía generada efectiva vs la cantidad máxima posible; y el cociente entre los kWh ahorrados y los kWt (kilowatts térmicos) instalados.

El análisis térmico se enfoca en conocer el perfil anual de temperatura al interior del tanque de almacenamiento solar. También se analiza la curva acumulada de temperatura que muestra en cada punto la cantidad de horas superadas e igualadas de esa temperatura al interior del tanque de almacenamiento.

En análisis de radiación y calor se estudia el perfil anual de la radiación incidente sobre el número de colectores y el perfil anual de la cantidad de calor transmitido desde los colectores hacia el tanque de almacenamiento solar.

Por último el análisis energético compara la energía térmica requerida por el proceso, la energía ahorrada por el sistema solar y la energía extraída del sistema auxiliar. La energía requerida por el proceso será la energía que entra a la caldera de combustión en forma de combustible fósil, por lo que considerará la eficiencia de la caldera. Lo mismo ocurre con la energía extraída del sistema auxiliar.

2.3.3.2 Análisis económico

El análisis técnico económico de los sistemas solares simulados incluye un análisis sobre costos de instalación, beneficios del sistema, rentabilidad y factibilidad del sistema y ahorros económicos.

El análisis sobre los costos de instalación considera todos los gastos asociados a la construcción del sistema solar, como también los costos asociados a la instalación y a la operación y mantenimiento del sistema.

El análisis sobre los beneficios del sistema considera el balance entre los gastos totales y los ingresos totales del sistema. Los gastos dependerán de la operación y de los costos asociados al pago del crédito, mientras que los ingresos que genera el sistema son iguales a la energía ahorrada multiplicada por el precio del combustible reemplazado, es decir el costo real de la energía ahorrada.

El análisis de rentabilidad y factibilidad del sistema hace un análisis sobre los datos de factibilidad, en este caso el VAN y el TIR de los sistemas y los datos de rentabilidad sobre la inversión propia y los años de retorno de la inversión total.

Por último el análisis sobre los ahorros económicos incluye el cálculo del Costos Nivelizado de la Energía (CEN) ahorrada por el sistema. Este valor indica el costo de cada kWh ahorrado por el sistema solar llevado a valor presente. Este valor comparado con el precio del combustible reemplazado mostrará la cantidad de capital ahorrado por el uso del sistema solar, en el caso de que este sea económicamente rentable.

2.3.3.3 Evolución del precio de combustibles

Para poder calcular los ingresos que tendrá el proyecto es necesario establecer cuál serán los precios de los combustibles sobre los cuales se van a trabajar. La

evolución de los precios al usuario del petróleo diesel se encuentran disponible en la página web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl.

Diesel

En el gráfico a continuación muestra la evolución de precios del combustible diesel desde enero del año 1994 hasta julio del año 2012 para la región metropolitana. Los precios se muestran en USD/kWh y en CLP/litro. Para calcular el precio del combustible en USD/kWh se consideró el precio del dólar en 500 pesos chilenos y el poder calorífico inferior del diesel en 11.640 kWh/m^3 .

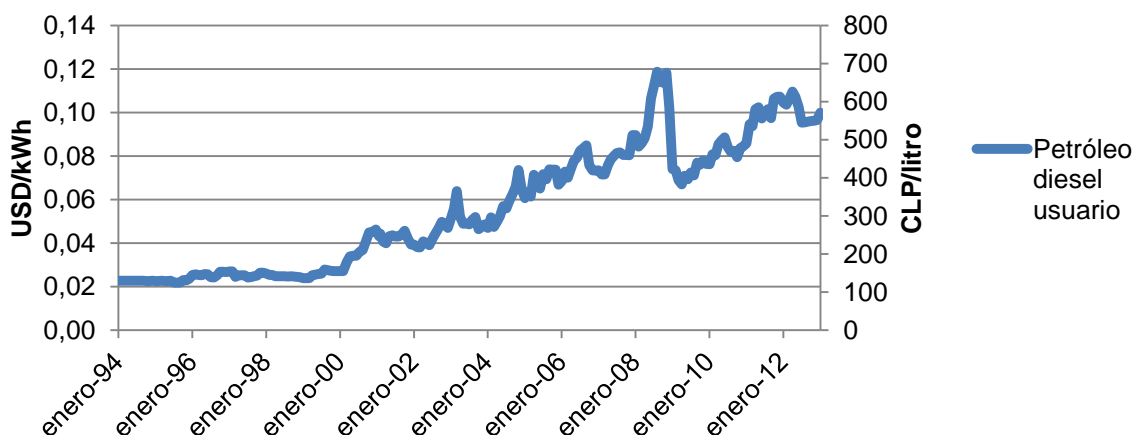


Gráfico 2-1: Evolución del precio del petróleo diesel entre años 1994 y 2012

En el gráfico a continuación se muestra la evolución de los precios de combustible diesel desde enero de 1994 hasta diciembre de 2038. Esto considera un proyecto que dure 25 años y que comience en enero del año 2013. La evolución de precio se calculó bajo dos escenarios, uno en el cual el precio del combustible aumenta en un 3% anual y otro en que este aumenta en un 5% anual.

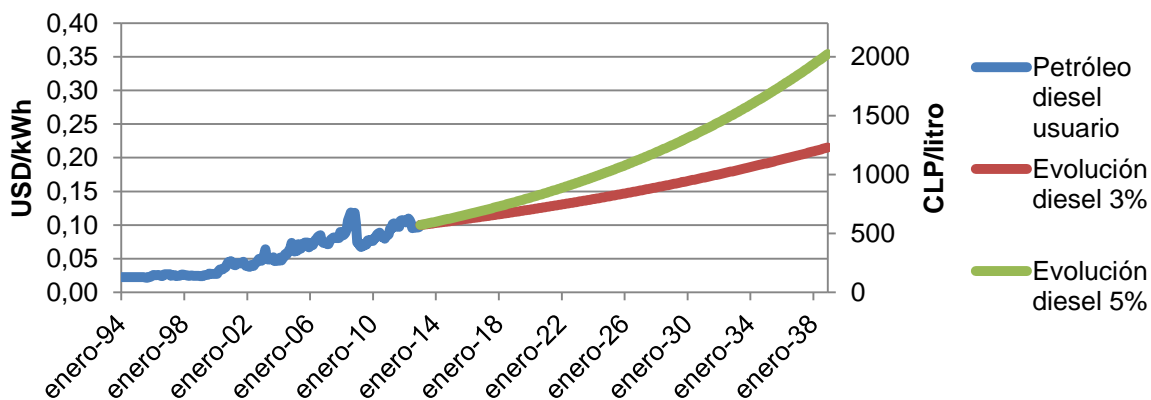


Gráfico 2-2: Proyección del precio del petróleo diesel hasta el año 2038

Para efectos de los cálculos económicos de las simulaciones presentadas se considerará que el precio inicial del combustible diesel es de 0,1 USD/kWh con un aumento anual de precio del 3%.

Gas natural

En el gráfico a continuación muestra la evolución de precios del gas natural para la industria desde enero del año 2000 hasta agosto del año 2012 para la región metropolitana. Los precios se muestran en USD/kWh y en CLP/m³. Para calcular el precio del combustible en USD/kWh se consideró el precio del dólar en 500 pesos chilenos y el poder calorífico del diesel en 9.763 kWh/m³.

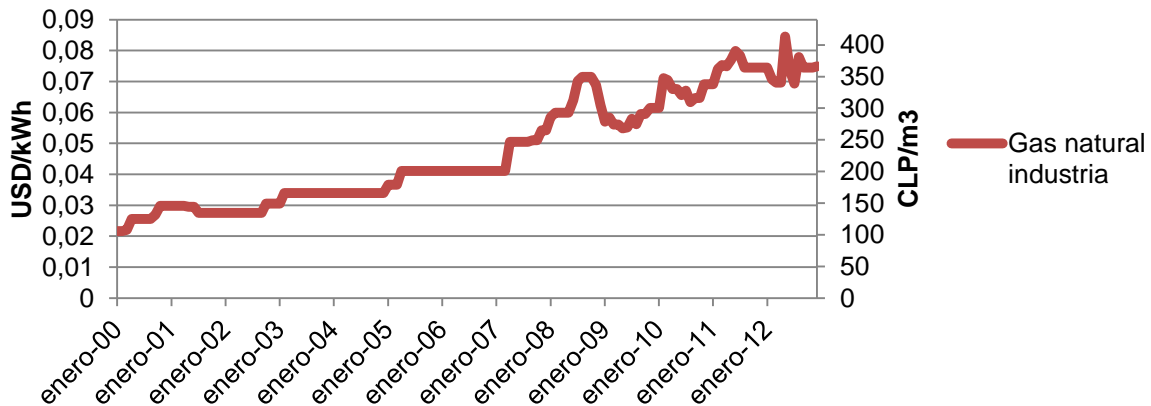


Gráfico 2-3: Evolución del precio del gas natural entre años 2000 y 2012

En el gráfico a continuación se muestra la evolución de los precios de combustible diesel desde enero de 2000 hasta diciembre de 2038. Esto considera un proyecto que dure 25 años y que comience en enero del año 2013. La evolución de precio se calculó bajo dos escenarios, uno en el cual el precio del combustible aumenta en un 3% anual y otro en que este aumenta en un 5% anual.

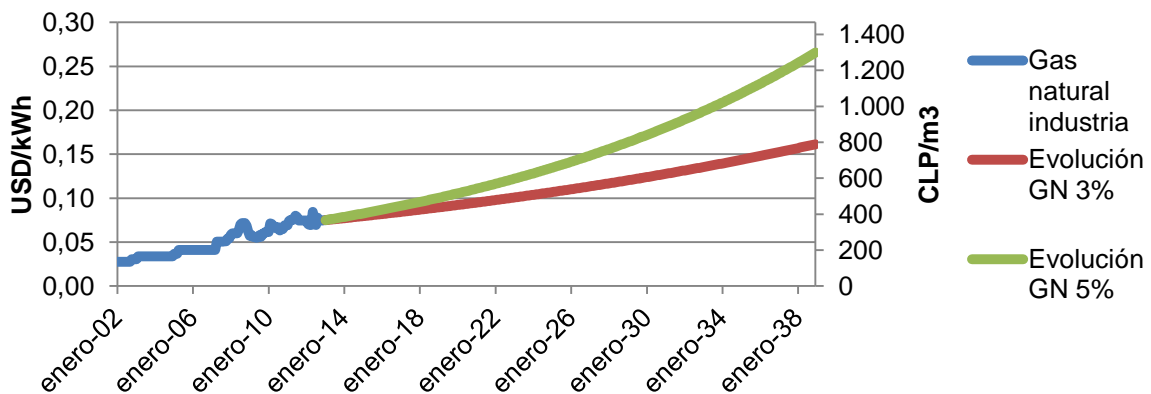


Gráfico 2-4: Proyección del precio del gas natural hasta año 2038

Para efectos de los cálculos económicos de las simulaciones presentadas se considerará que el precio inicial del combustible diesel es de 0,075 USD/kWh con un aumento anual de precio del 3%.

2.3.4 Cálculo de reducciones de gases de efecto invernadero

A comienzos de los años 90's se crea la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), impulsados por la creciente preocupación sobre el cambio climático alrededor del mundo. En el año 1997, se crea el protocolo de

Kyoto, el cual establece objetivos de reducción de emisiones para la mayoría de los países industrializados (países del Anexo 1 del protocolo de Kyoto).

Dentro de este acuerdo, se crean los llamados Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), los cuales permiten que países del Anexo 1, inviertan en proyectos de reducción de emisiones en países en vías desarrollo. De esta forma, estos mecanismos permiten la participación de países en desarrollo que no tengan objetivos de reducción de emisiones en el protocolo de Kyoto. Así una vez que el proyecto pasa por una etapa de certificación, su reducción de emisiones puede ser vendida internacionalmente a países del Anexo I en forma de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER, por sus siglas en ingles).

2.3.4.1 Registro y certificación

Existe un proceso mediante el cual los proyectos son registrados y certificados, de forma que estos sean validados para comercializar sus emisiones. En 2005, un estudio realizado por Bhardwaj & Parthan, realizo un catastro de los costos relacionados con la participación del MDL. Estos costos se han separado en dos categorías, los costos de certificación inicial del proyecto (previo a la venta de CERs) y los costos de operación (costos que aparecen durante la vida útil del proyecto de reducción de emisiones). Estos costos se muestran a continuación para tres proyectos de distinto tamaño, en conjunto con las utilidades anuales de la venta de CERs, asumiendo un precio de mercado de US\$10/CER:

Tabla 2-1: Costos y utilidades anuales de proyectos MDL según su escala de tamaño

Tamaño del proyecto	Reducción de emisiones [Ton CO2/año]	Costo de certificación [US\$]	Costo de Operación [US\$]	Ingresos por venta de CERs [US\$]
Grande	150.000	89.000	13.200	1.500.000
Mediano	50.000	71.000	10.000	500.000
Pequeño	10.000	31.000	3.000	100.000

Como se aprecia en la tabla anterior, a medida que la reducción de emisiones producida por el proyecto es mayor, los costos iniciales de certificación son menores en comparación con las utilidades anuales por venta de CERs. En el caso ejemplificado, para el proyecto de pequeña escala, los costos iniciales de certificación representan un 31% de los beneficios anuales, mientras que en el proyecto de gran-escala solo representa un 6 %.

2.3.4.2 Cálculo de reducción de emisiones

La reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), depende tanto del tipo de combustible que se utilice, como de la eficiencia de la máquina que lo combustiona. Para el cálculo de estas reducciones se utilizará la metodología simplificada propuesta por la junta de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) para el cálculo de las reducciones de GEI para proyectos cuya potencia instalada sea menor a 45MW.

Si bien en la actualidad no existen proyectos registrados de energía solar con fines térmicos dentro del MDL, existen metodologías que pueden ser utilizadas para aquellos proyectos en donde no existen experiencias previas. En el caso de un proyecto

que utilice energías renovables para sustituir combustibles fósiles, en este caso energía solar, es posible utilizar una metodología sencilla de cálculo de las emisiones de GEI. Esta metodología corresponde a la AMS-I-C, disponible de forma publica en el portal oficial del MDL (4):

$$E = Q \cdot EF / \eta_{th} \quad (2-1)$$

- E: reducción anual nominal de emisiones del proyecto en Toneladas de dióxido de carbono equivalente.
- Q: calor útil anual entregado por el proyecto en TJ
- EF: factor de misión en toneladas de carbono equivalente
- η_{th} : eficiencia de la caldera

Esta ecuación permite calcular las emisiones de GEI de un proyecto solar de forma simple para distintos tipos de combustibles utilizados, basado en la producción de calor útil del campo de colectores solares y los factores de emisión para el tipo de combustible utilizado. El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) ha publicado sus Guías para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, conteniendo los factores de emisión para cada tipo de combustible fósil, de acuerdo a una clasificación por tipo de industria. A continuación se presentan los factores de emisión del IPCC en kilogramos de CO₂ equivalente por cantidad de energía y tipo de combustible (5).

Tabla 2-2: Factores de emisión para combustibles diesel y gas natural

Combustible	Factor de emisión	
	[kgCO ₂ eq/TJ]	[kgCO ₂ eq/MWh]
Gas natural	56.152	2.021
Diesel	74.349	2.677

Fuente: IPCC 2006 Guidelines for national greenhouse gas inventories

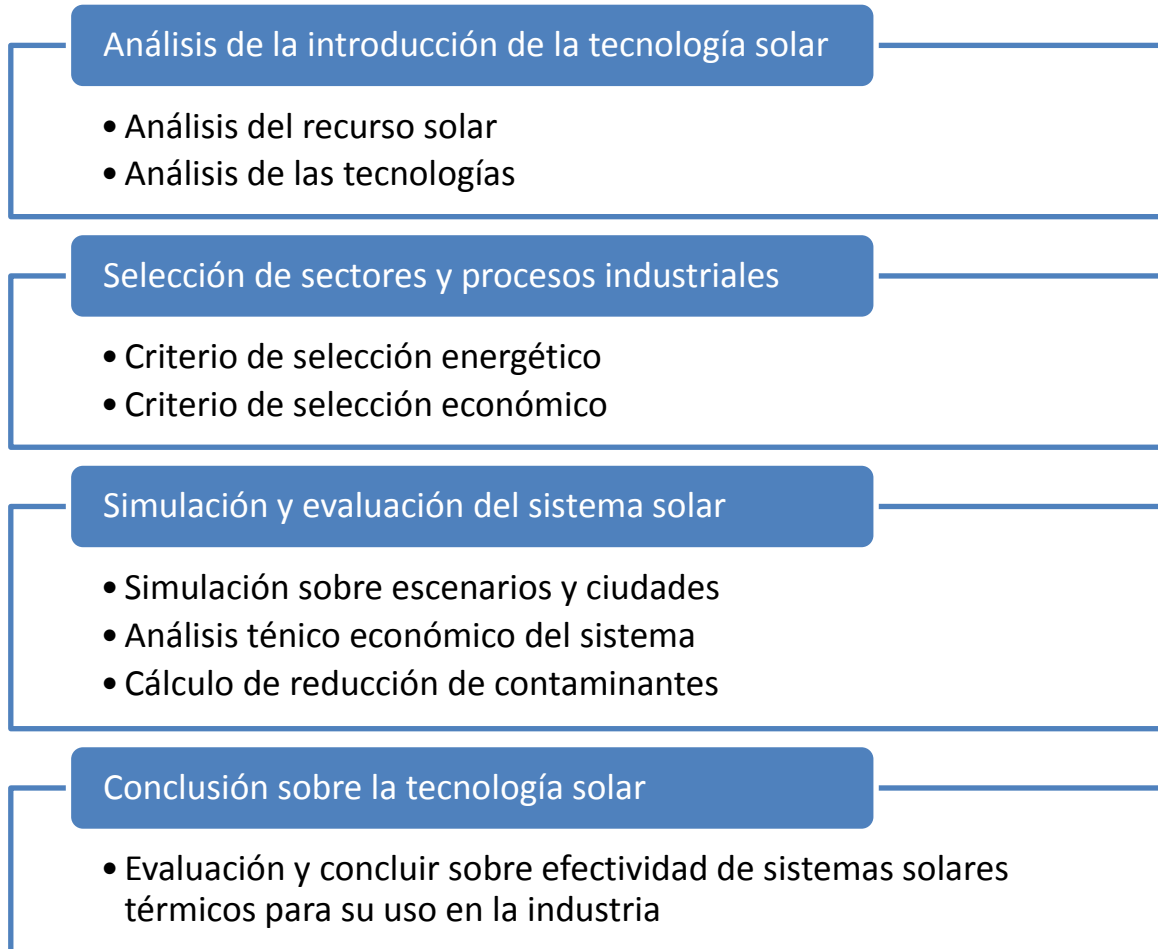
Dados estos factores de emisión y conociendo la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar se puede calcular la cantidad de emisiones ahorradas por él para cada escenario.

2.4 Conclusión sobre la inclusión de la energía solar térmica en la industria

Finalmente se concluye sobre la posibilidad de incluir energía térmica generada por sistemas solares en la industria. La conclusión se realizó en base a los resultados obtenidos en los distintos casos y escenarios simulados, y también considerando las distintas ciudades consideradas para la simulación.

2.5 Diagrama esquemático de la metodología de trabajo

A continuación se muestra un diagrama que especifica los distintos pasos de la metodología de evaluación de sistemas solares térmicos para la industria.



3 INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN CHILE

El análisis de la introducción de la energía solar en el país se realiza mediante el estudio del recurso solar y de las tecnologías disponibles en el mercado. Para el análisis del recurso solar se divide el país en 9 zonas energéticamente homogéneas, en las cuales analiza la radiación solar incidente y el índice de transparencia atmosférico. El análisis de las tecnologías incluye un estudio sobre los colectores de baja y alta temperatura. Finalmente se cruzan los datos para poder recomendar distintas tecnologías en distintas zonas energéticamente homogéneas de manera tal de aprovechar los recursos disponibles de mejor manera.

3.1 Análisis del recurso solar

3.1.1 Zonas energéticamente homogéneas (ZEH)

Para la evaluación de los recursos solares disponibles en Chile, se divide en territorio nacional en zonas energéticamente homogéneas (ZEH) (6) en lugar de dividirlo por regiones, con el fin de considerar las diferencias existentes entre los recursos del litoral y el interior de las regiones. El análisis del recurso tiene dos partes: un primer estudio sobre los niveles de radiación solar disponible y un segundo estudio sobre el índice de transparencia atmosférica de los cielos de cada ZEH. Las ZEH son 9 que se agrupan en 3 grandes zonas, zona norte, zona centro y zona sur, las cuales se definen a continuación:

Tabla 3-1: Descripción de las ZEH

	Zona	Descripción	Regiones
Norte	Litoral	Arica a Huasco, mar a cordillera de la costa	I, II, III
	Interior	Arica a Chañaral, cordillera de la costa a cordillera de los andes	I, II
	Valle Transversal	Chañaral a río Aconcagua	III, IV
Centro	Litoral Norte	Huasco a Pichilemu, mar a cordillera de la costa	IV, V Y VI
	Interior	Río Aconcagua a río Biobío, cordillera de la costa a cordillera de los Andes	V, VI, VII, VIII
	Litoral Sur	Pichilemu al río Biobío, mar a cordillera de la costa	VI, VII, VIII
Sur	Litoral	Río Biobío hasta Puerto Montt, mar a cordillera de la costa y valles de ríos	VIII, IX, X
	Interior	Río Biobío a Reloncaví, cordillera de la costa a cordillera de los andes	VIII, IX, X
	Extremo	Reloncaví hasta tierra del fuego, de mar a cordillera de los andes	X, XI, XII

Fuente: Caracterización preliminar del mercado de energías renovables en Chile para aplicaciones industriales y comerciales no eléctricas, PRIEN 2009

3.1.2 Radiación solar

La radiación solar que traspasa la atmósfera y que incide sobre una superficie horizontal terrestre se compone de radiación solar directa y radiación solar difusa. La suma de estas dos radiaciones en una superficie se conoce con la radiación global horizontal la cual se mide en unidades de energía por superficie. Existe una larga lista de fuentes disponibles con datos sobre la radiación solar en Chile, de entre las cuales se escogieron dos fuentes de datos nacionales y dos fuentes de datos internacionales que se mencionan a continuación:

Fuentes Nacionales:

- **Registro Solarimétrico de la Universidad Técnica Federico Santamaría (UTFSM):** Registro bibliográfico generado por la UTFSM (7). Los datos fueron generados en el Laboratorio de Energía y Evaluación Solar de la UTFSM.
- **Explorador solar online del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile:** herramienta en línea generada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (8). Proporciona datos para el territorio chileno basados en información de satélites que cubren regularmente el país.

Fuentes Internacionales

- **Registro de World Radiation Data Center:** registro periódico de datos de radiación solar de una alta cantidad de localidades a nivel mundial mantenida por la Organización Meteorológica Mundial (WMO) (9). Los datos para Chile corresponden a mediciones de la Dirección Meteorológica de Chile.
- **Herramienta de cálculo Retscreen:** herramienta informática que ayuda a modelar proyectos de tecnologías de fuentes de energía limpia que incluye datos sobre radiación solar (10). Estos datos estaciones terrestres y datos de satélites de la NASA, que cubren toda la superficie del planeta, así como enlaces a mapas de recursos energéticos de todo el mundo.

3.1.3 Índice de transparencia atmosférica (ITA)

El índice de transparencia atmosférica (ITA) es un valor adimensional que mide la cantidad de radiación solar que traspasa la atmósfera y alcanza la superficie terrestre, es decir mide lo transparente que es la atmósfera a la radiación solar. Este índice es un cociente entre la media de radiación sobre una superficie horizontal y la radiación extraterrestre media total en un periodo de tiempo determinado, como muestra a continuación:

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad (3-1)$$

- $\overline{K_T}$: Índice de transparencia atmosférica
- \overline{H} : Media de la radiación sobre la superficie horizontal [W/m^2]
- $\overline{H_0}$: Media de la radiación extraterrestre [W/m^2]

Para valores medios mensuales existe una correlación lineal entre la fracción de horas de sol y la radiación solar sobre la horizontal que se calcula según la llamada regresión de Angstrom. Esta relaciona la razón de la media de radiación diaria sobre la superficie horizontal con la fracción promedio de horas posibles de sol medidas para el periodo en cuestión dada por las siguientes ecuaciones:

$$\overline{K_T} = a + b\overline{K_S} \quad (3-2)$$

$$\bar{H} = \bar{H}_0(a + b\bar{K}_S) \quad (3-3)$$

Donde a y b son las constantes de la llamada ecuación de Angstrom-Prescott. El término K_S es un valor adimensional llamado Fracción de Asoleamiento y está definida por la siguiente ecuación:

$$\bar{K}_S = \frac{\bar{S}}{\bar{S}_0} \quad (3-4)$$

- \bar{S} : Media de las horas de sol diarias con cielo despejado
- \bar{S}_0 : Media de las horas de sol diarias sin nubosidad

Según Román (11), dado el índice de transparencia atmosférica es posible establecer un ranking de cielos dados intervalos específicos para valores de K_T . En la tabla a continuación se muestran estos valores.

Tabla 3-2: Rangos de evaluación de cielos según valores del Índice de Transparencia Atmosférica

Rango	Evaluación
$K_T > 0,65$	Despejado
$0,65 > K_T > 0,5$	Parcialmente despejado
$0,5 > K_T$	Nublado

Fuente: Apuntes de cátedra "Aplicaciones de energía solar", 2010. Roberto Román

3.1.4 Evaluación del recurso solar por ZEH

La evaluación del recurso solar presenta datos de radiación y de K_T para cada ZEH definidas en el presente capítulo. Los datos de radiación se elaboraron con datos de 19 localidades distintas a lo largo y ancho de Chile, estos datos muestran el promedio entre las distintas fuentes mencionadas para la radiación global horizontal en MJ/m². Los valores de K_T se elaboraron utilizando la ecuación de Angstrom-Prescott con datos de a y b para 14 localidades distintas a lo largo y ancho del país. Estos datos muestran el valor promedio del índice de transparencia atmosférica según datos obtenidos en la tesis de pregrado de ingeniería mecánica de la Universidad de Chile "Análisis y sistematización de datos para el diseño de sistemas solares térmicos en Chile" (12), con los cuales fue posible evaluar la calidad del cielo para cada ZEH.

Tabla 3-3: Evaluación del recurso solar para cada zona energéticamente homogénea

ZEH	Radiación		Evaluación	
	MJ/m2	K_T		
Norte	Norte Litoral	18,3	0,53	Parcial Despejado
	Norte Interior	23,3	0,7	Despejado
	Norte Valle Transversal	19,2	0,57	Parcial Despejado
Centro	Centro Litoral Norte	16,2	0,5	Parcial Despejado
	Centro Interior	16,8	0,5	Parcial Despejado
	Centro Litoral Sur	15,5	0,48	Nublado

Sur	Sur Litoral	13,2	0,4	Nublado
	Sur Interior	14,5	0,46	Nublado
	Sur Extremo	10,6	0,44	Nublado

Fuente: Elaboración propia

En esta tabla es posible observar que en la zona norte del país se obtienen los mayores valores para la radiación global horizontal y la evaluación de los cielos muestran que estos tienden a ser parciales y despejados, lo cual implica una alta radiación directa. Para la zona centro se obtienen niveles de radiación menores con respecto a la zona norte y la evaluación de los cielos muestra que estos son en general parciales en la zona centro-norte y se vuelven nublados para las localidades más al sur. Por último la radiación en la zona sur se muestra bastante menor y la evaluación de los cielos muestra que estos son predominantemente nublados, lo que implica una predominancia de la radiación difusa.

Los datos utilizados para evaluar la tabla anterior se pueden ver en el anexo 1: Datos de la introducción de la energía solar.

3.1.5 Perfiles de radiación de localidades de simulación

Para la simulación es importante conocer las características del recurso solar de las distintas localidades escogidas, Santiago y Concepción. En esta sección se especificarán las características principales para cada ciudad, además de realizar una comparación entre estas. Los datos mostrados en esta sección corresponden a los de un año meteorológico típico para las ciudades de Santiago y Concepción

3.1.5.1 Perfil de radiación en la región metropolitana

La región metropolitana se encuentra ubicada en las coordenadas 33.38° latitud sur y 70.78 longitud oeste, con lo que se ubica en la ZEH Centro Interior, siendo evaluada, según su índice de transparencia atmosférica, como una localidad Parcial Despejada, con un índice que alcanza el valor de 0,54. Según lo visto en el capítulo sobre el recurso solar en Chile.

Radiación

Los datos de radiación global horizontal y radiación normal directa se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 3-4: radiación estacional en kWh/m², Santiago

Estación	Radiación Global	Radiación Directa	Diferencia
Total anual	1.790,98	1.632,09	158,89
Promedio diario	4,91	4,47	0,44

Estos datos indican que la radiación solar directa normal en un año es de alrededor de los 1650 kWh/m² al año, mientras que la radiación global horizontal se acerca a los 1800 kWh/m². El perfil de radiación en sus promedios mensuales se muestra en el gráfico a continuación:

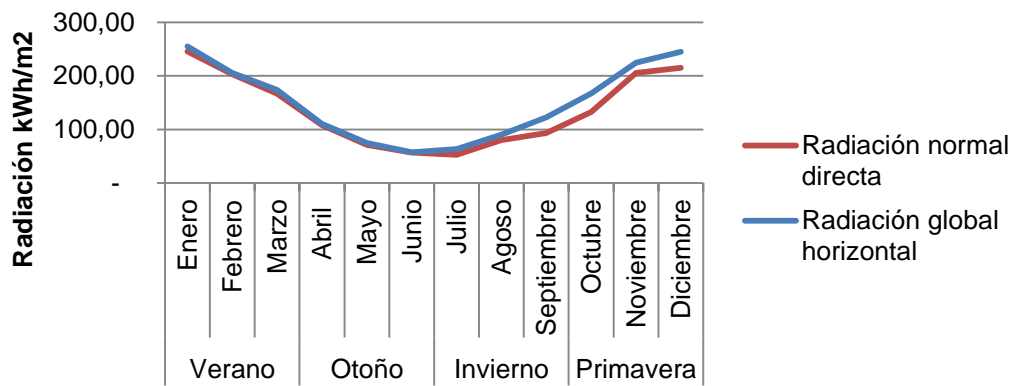


Gráfico 3-1: Radiación mensual para Santiago

Temperatura ambiente y de red

Los datos estacionales de temperatura ambiente muestran que la temperatura ambiente promedio anual no alcanza los 15°C, mientras que la temperatura promedio anual del agua saliente de la red de distribución local casi alcanza los 18°C como se observa en la tabla a continuación:

Tabla 3-5: Temperatura ambiente y de red en °C para Santiago

Mes	Temperatura ambiente °C	Temperatura red °C
Total	14,43	17,77

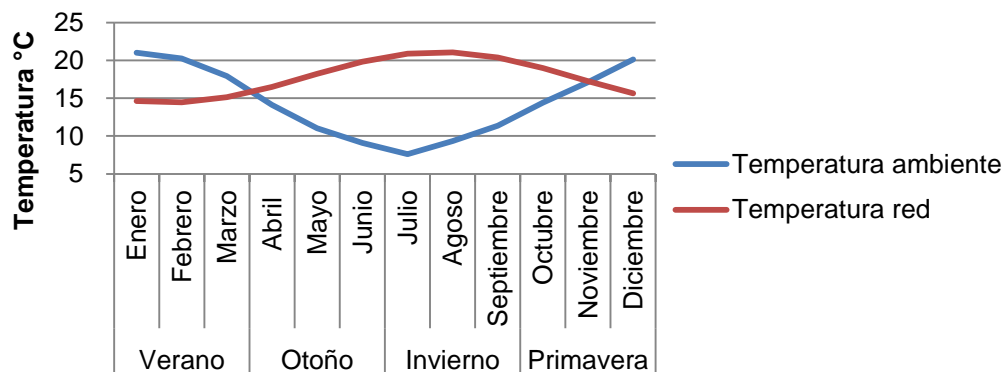


Gráfico 3-2: Temperatura ambiente y de red mensual para Santiago

El gráfico que se muestra a continuación se observa que las temperaturas durante el invierno alcanzan mínimas bastante extremas con mínimas que pueden encontrarse bajo los 0°C, incluso más bajo de los -5°C para el día más frío de un año tipo. Mientras que las temperaturas más altas llevan casi a los 35°C.

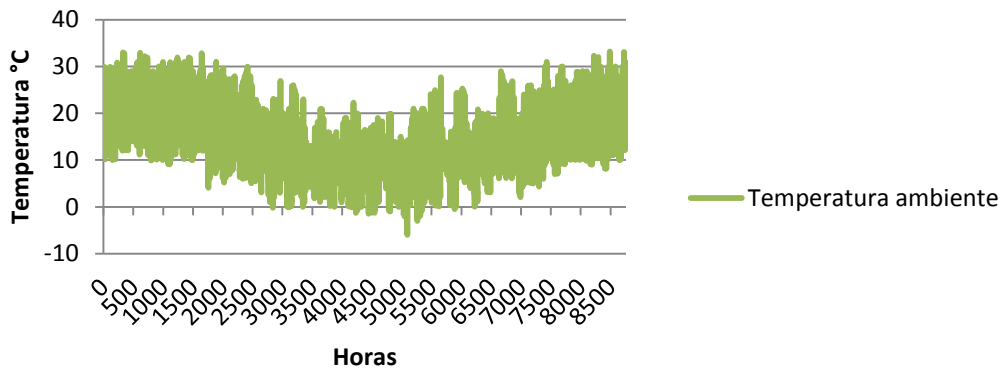


Gráfico 3-3: Temperatura ambiente hora a hora para Santiago

3.1.5.2 Perfil de radiación en Concepción: Octava región

La ciudad de Concepción se ubica en la octava región, en las coordenadas 36.77° latitud sur y 73.05 longitud oeste, con lo que se ubica en la ZEH sur litoral, siendo evaluada, según su índice de transparencia atmosférica, como una localidad nublada, con un índice de 0,48. Según lo visto en el capítulo sobre el recurso solar en Chile.

Radiación

Los datos de radiación solar directa normal en un año es de alrededor de los 1420 KWh/m² al año, mientras que la radiación global horizontal se acerca a los 1637 KWh/m². Los datos estacionales de radiación global horizontal y de radiación normal directa para la localidad se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 3-6: Radiaciones estacionales en kWh, Concepción

Mes	Radiación Global	Radiación Directa	Diferencia
Total	1.637,29	1.420,02	217,27
Promedio diario	4,49	3,89	0,60

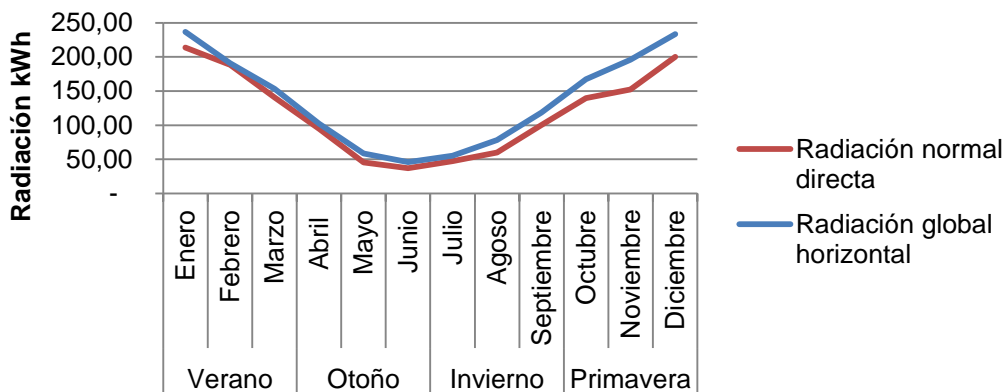


Gráfico 3-4: Radiación directa y horizontal mensual para Concepción

Temperatura ambiente y de red:

Los datos estacionales de temperatura ambiente y temperatura del agua de la red se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 3-7: Temperatura ambiente y de red estacional en °C para Concepción

Estación	Temperatura ambiente	Temperatura red
Total	12,97	16,30

Estos datos muestran que la temperatura ambiente promedio anual no alcanza los 13°C, mientras que la temperatura promedio anual del agua saliente de la red de distribución local alcanza los 16°C. Los promedios mensuales de temperatura para un año tipo se muestran en el gráfico a continuación.

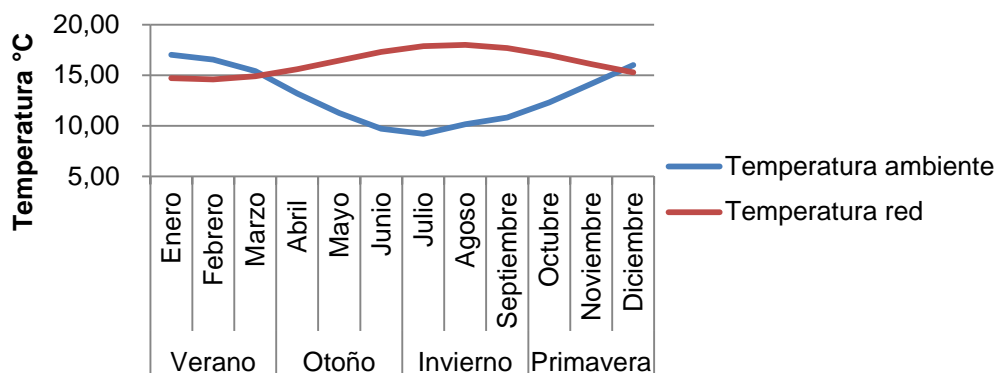


Gráfico 3-5: Temperatura ambiente y de red mensual para Concepción

En el gráfico que se muestra a continuación se observa que las temperaturas durante el invierno alcanzan mínimas bastante extremas con mínimas que pueden encontrarse bajo los 5°C, llegando casi los 0°C para el día más frío de un año tipo. Mientras que las temperaturas más altas llevan casi a los 30°C.

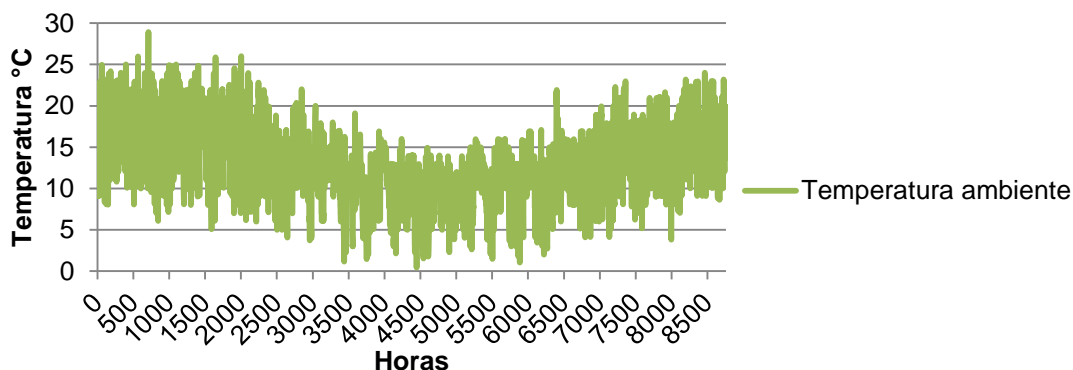


Gráfico 3-6: Temperatura ambiente hora a hora para Concepción

3.1.5.3 Comparación de perfiles de radiación

En esta sección se compararán los datos encontrados para la radiación y temperaturas ambiente y de red local entre las distintas localidades escogidas.

Radiación

A continuación se muestra una tabla comparativa de los datos de radiación entre Santiago y Concepción. En esta se puede observar que la radiación para la ciudad de Santiago en general es más alta que para la ciudad de Concepción, mostrando que en el promedio total la radiación incidente es un 13% más baja que para la ciudad de

Santiago. Esto se hace más crítico durante el otoño y es menos notorio durante la primavera.

Tabla 3-8: Comparación de la radiación normal directa en kWh/m² entre ciudades

Estación	Radiación Directa	Radiación Directa	Diferencia	Proporción
Total	1632,09	1420,02	212,07	13%
Promedio diario	4,47	3,89	0,58	13%

La curva de promedio de radiación mensual muestra como durante fines del invierno y principios de la primavera las radiaciones se juntan bastante para luego volver a separarse desde noviembre hasta el otoño.

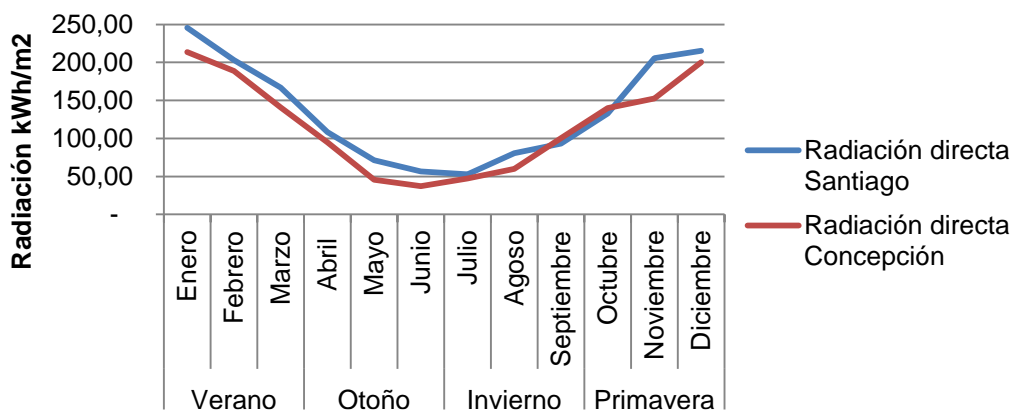


Gráfico 3-7: Comparación radiación normal directa mensual en kWh entre ciudades

Temperatura

La comparación de la temperatura ambiente muestra que esta es en general mayor para la ciudad de Santiago, aunque es observable que durante el invierno las temperaturas promedio más altas se observan en la ciudad de Concepción. La temperatura promedio anual para Santiago es un 10% más alta.

Tabla 3-9: Comparación de la temperatura ambiente en °C entre ciudades

Estación	T. ambiente Santiago	T. ambiente Concepción	Diferencia	Proporción
Total	14,43	12,97	1,47	10.2%

La curva de las temperaturas promedio mensuales muestra que el perfil de temperaturas para la ciudad de Concepción es bastante más estable que para la ciudad de Santiago, lo cual se puede explicar debido a que Concepción es una ciudad costera, lo que la hace mantener temperaturas ambientes más estables durante el año, mientras que Santiago es una ciudad valle lo cual implica temperaturas más extremas.

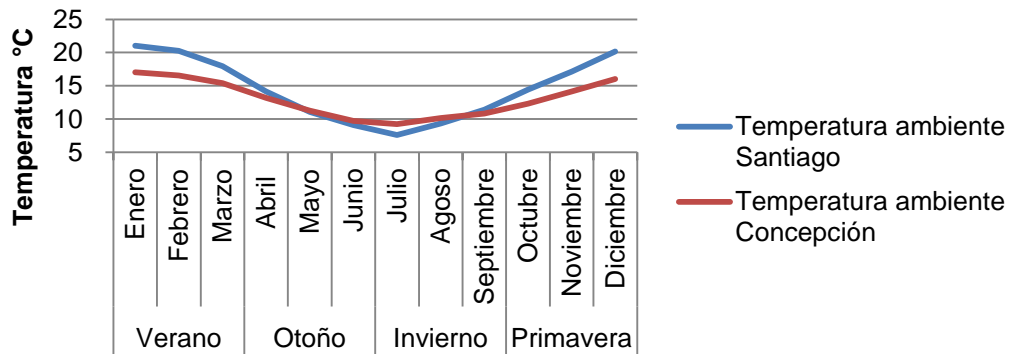


Gráfico 3-8: Comparación de temperatura ambiente mensual en °C entre ciudades

Las temperaturas de la red local de agua muestran pocas diferencias menores que las temperaturas ambientes, aunque la ciudad de Santiago sigue mostrando las temperaturas más altas. La temperatura promedio anual para Santiago es un 8,3% mayor que para la ciudad de Concepción.

Tabla 3-10: Comparación de la temperatura de la red local de agua en °C entre ciudades

Estación	T. red Santiago	T. red Concepción	Diferencia	Proporción
Total	17,77	16,30	1,47	8.3%

Las curvas de temperaturas promedio mensual muestran como estas son bastante parecidas durante el verano para luego separarse, mostrando la diferencia máxima durante el invierno.

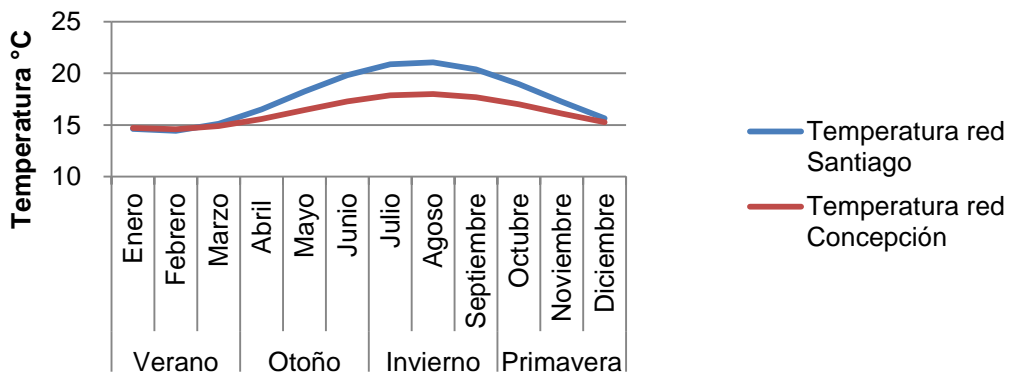


Gráfico 3-9: Comparación de temperatura de la red local mensual en °C entre ciudades

3.2 Evaluación de colectores solares térmicos

Los elementos fundamentales para poder traspasar la energía radiante del sol a un fluido caloportador son los colectores solares o también llamados captadores solares. Un colector solar, es cualquier dispositivo diseñado para recoger la energía irradiada por el sol y convertirla en energía térmica. Los colectores solares pueden clasificarse en dos categorías generales: colectores de alta temperatura o de concentración y colectores de baja temperatura o sin concentración. En los colectores

de baja temperatura el área del colector es igual al área de absorción de radiación, es decir todo el panel funciona absorbiendo la energía radiante del sol. Estas características permiten que este tipo de colector no solo aproveche la radiación directa, sino que también permite aprovechar la radiación difusa. Por otro lado, los colectores de alta temperatura o de concentración están conformados mediante espejos para concentrar la energía del sol en un punto focal, con lo que se aprovecha mucho mejor la radiación directa, pero casi no se hace uso de la radiación difusa, con lo que se recomienda utilizar esta tecnología en zonas con cielos despejados.

Dentro de estos dos grandes grupos, las tecnologías de colectores solares con suficiente madurez y, por tanto, a analizar en este estudio son:

- **Colectores solares de baja temperatura**
 - Colectores de Placa Plana (CPP)
 - Colectores de Tubos al Vacío (CTV)
- **Colectores solares de alta temperatura**
 - Colectores de Cilindro Parabólico (CCP)
 - Colectores de Tipo Fresnel (CTF)

Dado el amplio rango de temperaturas utilizadas por los distintos procesos y las distintas características de los recursos solares a lo largo del país, existen distintas alternativas de tecnologías solares que pueden ser utilizadas. En general, la alternativa solar más conveniente será aquella que ofrezca buenas eficiencias (y que por tanto, sea capaz de satisfacer los requerimientos de calor particulares de ese proceso), y que posea el menor costo posible.

Mayor información acerca de los componentes principales de cada colector se muestra en el Anexo 1: Datos de la introducción de la energía solar. A continuación se exponen las principales características de los colectores y concentradores solares mencionados.

3.2.1 Colectores solares de baja temperatura o sin concentración

Las tecnologías de colectores sin concentración como colectores solares de placa plana (CPP) y colectores de tubos al vacío (CTV), ofrecen comparativamente un mejor desempeño en climas con cielos parciales y constantemente nublados, ofreciendo eficiencias razonables con altas tasas de radiación difusa. Sin embargo es posible encontrar cierta pérdida de estas ventajas en climas con cielos normalmente despejados y alta radiación. Estas características incidirán en las zonas geográficas en las cuales se podrán estos colectores.

Colectores de placa plana

Estos colectores pueden calentar el líquido en el interior utilizando radiación directa o radiación difusa, que es dominante en los días nublados, ya que es el calor circundante el que está siendo absorbido y no la luz, a diferencia de los colectores de concentración. Para aplicaciones residenciales y pequeñas aplicaciones comerciales, el colector solar de placa plana tiende a ser bastante rentable debido a su diseño simple y de bajo costo, a la vez que la instalación de este sistema relativamente fácil en comparación con otras formas de sistemas de calentamiento de agua caliente. La simpleza del funcionamiento de estos colectores hace que tengan limitaciones en la

temperatura que pueden alcanzar, así a mayores requerimientos de calor, menor es la eficiencia de estos colectores, por lo que se considerarán estos colectores para requerimientos de calor industrial de hasta 70°C.

Colectores de Tubos al Vacío

Los colectores de tubo se componen de un conjunto de tubos paralelos de vidrio transparente soportados sobre un bastidor cubierto con una placa absorbente que absorbe la energía solar, pero inhibe la pérdida de calor. Debido a la forma cilíndrica de los tubos se aprovecha la radiación solar de manera más efectiva que los colectores planos, incluso cuando la luz solar es baja como en horas de la mañana, última hora de la tarde o incluso en días nublados, al permitir que los rayos de sol incidan de forma perpendicular sobre los tubos durante la mayor parte del día. Los colectores solares de tubos son adecuados para aplicaciones de calefacción comercial e industrial y puede ser una alternativa eficaz a los colectores de placa plana para la calefacción doméstica, especialmente en áreas donde a menudo es despejado. La desventaja es que pueden ser mucho más costosos en comparación con el estándar de colectores de placa plana. Gracias a las propiedades aislantes del vacío, las pérdidas de calor son reducidas y pueden alcanzarse temperaturas en el rango de 60 °C a 100 °C, aunque el rendimiento de estos colectores cae a mayores temperaturas de operación.

Comparación colectores de baja temperatura

El rendimiento térmico del colector depende del delta entre la temperatura media de operación del colector (promedio entre la temperatura de entrada y de salida del fluido) y la temperatura ambiente, además de la intensidad de la radiación solar, como se observa en el gráfico a continuación.

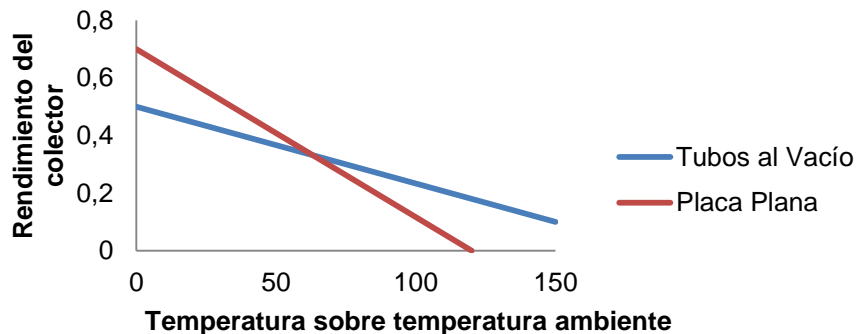


Gráfico 3-10: Rendimiento de colectores solares de baja temperatura¹

Este gráfico se basa en una muestra de los índices de rendimiento para diferentes tipos de colectores según lo determinado por SRCC (Solar Rating and Certification Corporation). Dados los requerimientos térmicos, si la necesidad de temperatura de agua es igual o algo superior a la temperatura ambiente, un colector de placa plana proporcionará la más alta eficiencia térmica. Sin embargo, a temperaturas aún más elevadas de entrada de fluido, un colector de tubos de vacío, con sus características de pérdida de calor muy bajas, mantiene una mayor eficiencia térmica de un colector de placa plana. Los colectores de placa plana no pueden producir

¹ Se considera una radiación incidente de 800 W/m²

temperaturas de agua tan altas como con los colectores de tubos de vacío. Esto puede o puede no ser un problema, dependiendo de la aplicación prevista.

Los colectores de placa plana por lo general tienen una mayor proporción de la superficie absorbente por metro cuadrado de colector comparación con los colectores de tubos de vacío. En contraste, los colectores de tubos al vacío por lo general requieren una mayor área de operación para dar cabida a una cantidad determinada de la superficie de absorción de la placa. Por último, debido a su diseño los colectores de tubo de vacío tienden a ser más caros que los colectores planos.

3.2.2 Concentradores solares de alta temperatura

Las tecnologías de concentración ofrecen mejores eficiencias que aquellas sin concentración, además de alcanzar temperaturas que serían imposibles con las tecnologías de colectores de bajas temperaturas. Sin embargo, las tecnologías de concentradores casi no aprovechan la radiación difusa a diferencia de los colectores de baja temperatura.

Concentrador de cilindro parabólico

El concentrador de cilindros parabólicos es un colector de energía solar térmica diseñado para captar la radiación solar directa sobre una gran superficie y concentrarla en un punto focal pequeño multiplicando la energía solar recibida, por lo tanto se producen pocas pérdidas de calor y proporcionan altas eficiencias a temperaturas de trabajo mucho más altas en comparación con el estándar de los colectores de placa plana. Sin embargo, los reflectores cilindro parabólicos aprovechan sólo la radiación solar directa, esto representa una desventaja ya que el colector no puede enfocar los rayos de sol cuando el cielo está nublado o el sol está fuera de alineación. Para superar este problema, la mayoría de los colectores concentradores requieren alguna forma de equipo mecánico que orienta constantemente los colectores hacia el sol manteniendo el tubo de calor en el punto focal correcto. . Al concentrar la radiación sobre la línea focal, esta tecnología es capaz de alcanzar temperaturas de hasta 100°C utilizando agua como fluido calo-portador o más para mezclas de agua con aceites térmicos.

Colectores de Tipo Fresnel

La tecnología basada en colectores tipo Fresnel lineales, poseen un principio de funcionamiento similar a los espejos cilindro- parabólicos, sin embargo en vez de tener espejos parabólicos que concentren la radiación solar en un tubo receptor utilizan espejos planos los cuales se orientan hacia el tubo que contiene el fluido de trabajo. De esta manera, los colectores lineales Fresnel se componen de largas filas de espejos planos y un tubo absorbente que se encuentra en altura (de 7 a 10 m. por encima). Los lentes tipo Fresnel son más delgados que los convencionales porque en lugar de conseguir la desviación de los rayos mediante la diferencia de grosor del cristal entre los extremos y el centro, lo realiza con diferentes perfiles concéntricos. De esta manera, en lugar de concentrar los rayos del sol con un gran espejo curvo lo hacemos con muchos espejos delgados y planos, con diferente orientación. Los muchos espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol, para concentrar la luz en un tubo absorbente que se encuentra encima de ellos. Gracias a su concepción más sencilla, en relación con los cilindro-parabólicos, precisan de menores costes de inversión para un área similar de espejos pero, en comparación, su eficiencia

anual es menor, sin embargo las condiciones de operación son bastante similares. Las condiciones de temperatura son ligeramente menores que los concentradores de cilindro parabólico.

Comparación entre tecnologías de concentradores solares

Dadas las diferencias de construcción entre las distintas tecnologías, es esperable encontrar diferencias con respecto a los costos de fabricación. Los lentes Fresnel, al no necesitar la curvatura de los espejos de los concentradores CCP, resultan ser bastante más baratos, además que simplifica las líneas de captación. Por otro lado el diseño del tubo absorbente y de los componentes del sistema de seguimiento solar también es más simple en el colector de tipo Fresnel, lo que también abarata sus costos.

Debido a la forma de los espejos de los concentradores CCP, estos pueden concentrar mejor la radiación solar en el tubo absorbente, con lo que los límites de temperatura esperables en este tipo de tecnologías resultan ser algo mayores, lo que significa que se pueden alcanzar rendimiento térmico bastante mejor bajo las mismas condiciones de radiación. Por otro lado, las distintas líneas de lentes Fresnel pueden provocar sombras entre sí en las primeras horas de la mañana y las últimas horas de sol de la tarde.

Los concentradores Fresnel requieren menos superficie para poder general la misma cantidad de energía, esto es debido a que el diseño de este es más simple y requiere menor espacio para funcionar lo que además significa que el espacio requerido entre cada línea de colectores sea menor. Esta característica de los colectores solares Fresnel compensa las menores temperaturas que se pueden alcanzar.

3.2.3 Elección del colector solar

Dadas las condiciones climáticas de las regiones escogidas y los requerimientos térmicos del proceso, se recomienda hacer un arreglo de colectores solares tubos al vacío dadas sus menores pérdidas térmicas por convección, característica que será importante para los días de invierno.

Para la selección de colector se buscó en la base de datos de los colectores de tubos al vacío certificados por la Solar Rating and Certification Corporation². Entre los datos disponibles se encuentra la cantidad de energía recogida por el colector en un día promedio en MJ/día, así como también el área total neta de cada colector en m². Del cociente entre estos dos datos en MJ/m²-día es posible establecer un rating propio que de una pista sobre el colector más eficiente.

Tabla 3-11: Listado de colectores con mejor relación entre la absorción de energía y su área bruta

Nombre de la empresa	Marca	Modelos	Área bruta (m) ²	Energía absorbida [MJ/día]	Cociente [MJ/m ² -día]
Beijing Sunda Solar Energy Technology	SUNDA	SEIDO 2-8	2,032	25,4	12,50
		SEIDO 2-16	4,101	51,1	12,46

² La página específica es <http://www.solar-rating.org/ratings/og100.html>

Kingspan Solar Inc,	Thermomax	DF100-20	2,849	34,1	11,97
		DF100-10	1,431	17,1	11,95
		DF100-30	4,268	51	11,95
Next Generation Energy, LLC	Next Generation Energy, LLC	NGE-224-TU	3,477	39,8	11,45
		NGE-216-TU	2,334	26,7	11,44

Fuente: solar-rating.org

Dado esto, el colector escogido se encuentra en los modelos SEIDO 2-8 y SEIDO 2-16. Dado que la diferencia de cocientes no es muy grande, se preferirá el colector de mayor tamaño debido a economías de escala, ya que un menor número de colectores supone costos de mantención y operación más baratos. En este caso SEIDO 2-16 presenta un área que alcanza casi el doble que SEIDO 2-8 por lo que se preferirá este colector. Las características del colector entregadas por el software SAM son:

Tabla 3-12: Especificaciones en la herramienta SAM del colector SEIDO 2-16

Modelo	Área bruta m ²	FRta	FRUL	IAM
SEIDO 2-16	4,1	0,623	1.23	-0,27

La curva de rendimiento también es entregada por la SRCC. Esta curva está basada en el área bruta en situaciones de uso con agua potable. La ecuación de la curva se muestra a continuación:

$$\eta = 0,623 - 1,22970 * \frac{P}{G} - 0,00756 * (P)^2 / G \quad (3-5)$$

Donde:

- η : eficiencia del colector
- G: Irradiación solar bruta W/m²
- P = Ti-Ta
 - Ti: temperatura promedio al interior del colector °C. Se calcula como $(T_{out} - T_{in})/2$
 - Ta: Temperatura ambiente °C

La curva de eficiencia del colector tendrá la siguiente forma para un G igual a 800W/m²:

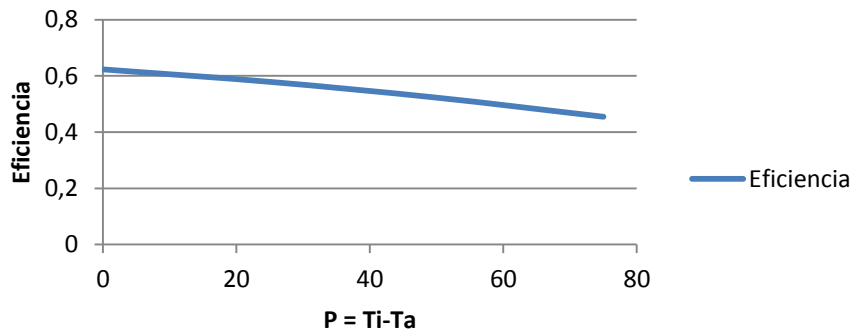


Gráfico 3-11: Curva de eficiencia del colector solar escogido

El costo del colector se obtuvo de la página <http://www.crevisun.es>. Esta página comercializa tecnología solar en España y mantiene un catálogo de colectores solares de marca SUNDA, entre ellos el colector escogido. Dados estos antecedentes se suponen precios para el colector como se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 3-13: Precios de compra del colector escogido

	Euros en España	USD en España	USD en Chile S/IVA
Precio	€ 1.150	\$ 1.495	\$ 2.000

Como se muestra en la tabla el supuesto de costo del colector solar en Chile es 500 dólares más caro que para la compra en España, lo cual significa que se aumentó el precio en un tercio de su valor. Si bien el fabricante del colector se encuentra en China, este sobre precio se estimó así para considerar todos los costes de importe implicados.

3.3 Conclusión sobre la introducción de tecnologías solares

3.3.1 Tecnologías solares recomendados por requerimiento de temperatura de proceso

Rango de temperaturas bajo 30°C

Para procesos cuyas temperaturas sean menores a 30°C, la tecnología solar más conveniente es la de colectores de placa plana. Estos colectores son capaces de operar con muy buenas eficiencias en este rango de temperatura, ofreciendo al mismo tiempo un bajo costo, haciéndolo económicamente más ventajoso que el resto de las tecnologías solares.

Rango de temperaturas entre 30°C y 40°C

Al trabajar con temperaturas sobre los 30°C comienza a aparecer la tecnología de colectores de tubos al vacío como competencia a los colectores de placa plana. Luego de los 30-40°C, los colectores de placa plana pierden eficiencia de forma abrupta, sin embargo, los colectores de tubos al vacío mantienen eficiencias muy altas en ese rango, incluso sobre un 60% bajo ciertas condiciones.

Rango de temperaturas entre 40°C y 80°C

Para temperaturas de proceso entre 40 y 70°C, la tecnología de tubos al vacío es capaz de convertirse en la mejor alternativa en términos de rentabilidad. Esto se debe a que su mayor eficiencia compensa los mayores costos, requiriendo una superficie mucho menor para entregar la misma cantidad de calor. Por otro lado, el costo de los colectores de tubos al vacío ha caído fuertemente en los últimos años.

Rango de temperaturas sobre 80°C

Para los rangos de temperatura sobre los 80°C, los colectores de tubos al vacío pierden eficiencia fuertemente, mientras que los Colectores de Cilindro Parabólico (CCP) mantienen una altísima eficiencia entre los 80 y los 150°C. Estos colectores han sido diseñados para satisfacer grandes requerimientos de calor, para plantas de no menos de 500 m² (350 kW), aunque su costo se justifica, en general, para centrales mayores a 1 MW.

Proceso sobre los 100°C

Para aquellos procesos con temperaturas superiores a los 100°C es necesario utilizar agua a presión, de forma de evitar la formación de vapor dentro del circuito de cañerías o utilizar un fluido térmico, como aceite mineral, permitiendo alcanzar temperaturas incluso superiores a 200°C, sin embargo esto implicaría la utilización de intercambiadores de calor, calentando indirectamente el agua a utilizar. Dadas las dificultades técnicas de estos sistemas y su alto costo de implementación se dejarán fuera de este estudio.

3.3.2 Tecnologías a utilizar en cada ZEH

Por otro lado, dadas las características de cada tecnología de colector solar, y dados los datos recopilados sobre las características y nivel del recurso solar, es posible establecer para cada zona energéticamente homogénea que tipo de colector resultaría más idóneo. Dada los datos obtenidos y presentados en el capítulo sobre el recurso solar es posible elaborar la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 3-14: Tipo de tecnología recomendada para cada ZEH

ZEH	Radiación		K _T	Evaluación	Tecnología
	MJ/m ²				
Norte	Norte Litoral	18,3	0,53	Parcial Despejado	Todas
	Norte Interior	23,3	0,70	Despejado	Concentradores
	Norte Valle Transversal	19,2	0,57	Parcial Despejado	Todas
Centro	Centro Litoral Norte	16,2	0,50	Parcial Despejado	Colectores
	Centro Interior	16,8	0,50	Parcial Despejado	Colectores
	Centro Litoral Sur	15,5	0,48	Nublado	Colectores
Sur	Sur Litoral	13,2	0,40	Nublado	No aplica
	Sur Interior	14,5	0,46	Nublado	No aplica
	Sur Extremo	10,6	0,44	Nublado	No aplica

Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver en la tabla dados el nivel de radiación y el índice de transparencia atmosférica de cada ZEH se pudo establecer qué tipo de tecnología era más idónea para esa zona. En general las características del recurso en la zona norte del país permitirían que se utilicen todas las tecnologías, sin embargo dado que los colectores CPP y CTV reducen su eficiencia para las zonas con mucha radiación y muchas horas efectivas de sol, se preferirían tecnologías de concentración en estos lugares ya que aumenta su eficiencia en climas de baja nubosidad. En el sentido contrario, la zonas con climas parciales significaran una baja eficiencia para los colectores de concentración, por lo cual en la zona centro de preferirían tecnologías de colectores CPP CTV. Sin embargo la decisión final sobre cuál tecnología es la más idónea para cada proceso quedará definida por el proceso mismo. Para la zona sur del país, dado el escaso nivel de recurso y la alta nubosidad se descarta su análisis en este estudio.

4 ANÁLISIS DE PROCESOS RELEVANTES PARA LA ENERGÍA SOLAR

Luego de analizar disponibilidad del recurso solares a lo largo del país, es necesario realizar un análisis sobre los procesos más relevantes para tecnología solar, es decir aquellos procesos en los cuales sería posible la introducción de la tecnología de energía solar térmica. Para que un proceso industrial sea relevante para la introducción de un sistema de generación de calor solar es necesario que cumpla con condiciones técnicas y económicas, por ello es necesario identificar una posible demanda por parte de los sectores económicos por éste tipo de energía y su capacidad de implementación.

En el presente capítulo se identifican los sectores industriales en los cuales es más factible la introducción de la tecnología solar térmica mediante dos criterios: un primer criterio energético referido al consumo de combustibles fósiles y un segundo criterio económico referido a índices macroeconómicos. Luego de identificar los sectores industriales más relevantes se procede a identificar los procesos industriales con las condiciones técnicas que permitan la introducción de la energía solar, es decir requerimientos térmicos no más bajos de 20°C y no sobre los 120°C, que además se ubiquen geográficamente al norte de la VIII región.

Finalmente, de entre los procesos industriales relevantes identificados se escoge uno, el cual será analizado investigando el contexto del mercado nacional del producto, luego el proceso se describe identificando el requerimiento energético y ubicando el punto de introducción del calor solar en el diagrama de bloques del mismo, y finalmente se realiza el balance energético para establecer los requerimientos de energía que deberán ser complementados mediante la tecnología solar.

4.1 Criterios para identificar sectores industriales relevantes

La capacidad potencial de cierta industria para introducir a sus procesos productivos nuevas tecnologías energéticas estará determinada por ciertos factores, como por ejemplo: el peso económico del sector; la importancia del consumo de energía térmica para su actividad económico; y la participación de la industria en el consumo total de energía térmica. Estos componentes pueden determinar la potencialidad de determinada industria o sector económico para ser un posible nicho de mercado para el desarrollo de la energía solar térmica.

Por tanto, determinar la viabilidad o potencialidad de desarrollar e implementar la tecnología solar en ciertos sectores industriales dependerá de conjugar dos factores: demanda energética y viabilidad económica. Para poder determinar los sectores más relevantes para la introducción de la energía solar se utilizan dos criterios: un primer criterio energético, referido a la demanda energética del sector y de los procesos industriales de aquel sector; y un segundo criterio económico, referido a la importancia económica del sector y la viabilidad o potencialidad de implementar y desarrollar la tecnología solar en sus procesos.

4.1.1 Criterio energético

El potencial desarrollo de la energía térmica solar en la industria depende, entre otras cosas, de la demanda real y efectiva de parte de los sectores económicos por este tipo de tecnología. En la medida que la demanda energética sea mayor, mayores serán las posibilidades de generar mercados para esta tecnología, haciendo rentable la implementación de sustitutos a las energías tradicionales. Para este análisis del criterio energético se consideran datos de consumo de petróleo diesel y para gas natural según informa el Balance Nacional Energético, BNE, publicado por el Ministerio de Energía, el cual presenta información desagregada por grandes sectores industriales. El BNE del 2011 entrega el consumo de energía, asociado al consumo de combustibles, para los siguientes rubros de la industria.

- Cobre
- Salitre
- Hierro
- Papel y Celulosa
- Siderurgia
- Petroquímica
- Cemento
- Pesca
- Industrias Varias (alimentos)
- Minas Varias

Según los datos entregados en el BNE de 2011, el consumo nacional total de petróleo diesel y gas natural para los distintos sectores de industriales y para el sector minero para el año 2011 se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4-1: Consumos totales de combustible en operación de plantas en el sector industrial y minero, 2011.

Tipo de Combustible	Unidad de Medida	Cantidad
Petróleo Diesel	Tera calorías	25.318
Gas Natural	Tera calorías	11.052

Fuente: Balance Energético Nacional, 2011

4.1.1.1 Consumo de petróleo diesel

En lo que respecta al consumo de diesel, un 97% del consumo total nacional se distribuye entre las minas de cobre, minas varias, industrias varias de alimentos y la industria de la pesca, según se indica en la siguiente tabla:

Tabla 4-2: Consumo de petróleo diesel para el sector industrial y minero 2011.

Diesel	Consumo [Tera calorías]	%	% acumulado
Cobre	11.591	46%	46%
Industrias varias (alimentos)	6.141	24%	70%

Diesel	Consumo [Tera calorías]	%	% acumulado
Minas varias	4.421	17%	87%
Pesca	2.288	9%	97%
Salitre	468	2%	98%
Hierro	287	1%	100%
Cemento	100	0%	100%
Papel y celulosa	17	0%	100%
Petroquímica	1	0%	100%
Siderurgia	0	0%	100%
Total	25.318	100%	100%

Fuente: Balance Energético Nacional, 2011

4.1.1.2 Consumo de gas natural

En lo que respecta al consumo de gas natural, un 99% del consumo se concentra en minería de cobre, minas varias, industrias varias de alimentos, industria petroquímica y elaboración de papel y celulosa:

Tabla 4-3: Consumo de gas natural para el sector industrial y minero, 2011.

Gas natural	Consumo [Tera calorías]	%	% acumulado
Cobre	7.497	68%	68%
Industrias varias (alimentos)	1.339	12%	80%
Petroquímica	1.178	11%	91%
Papel y celulosa	873	8%	99%
Salitre	71	1%	99%
Cemento	47	0%	100%
Minas varias	43	0%	100%
Siderurgia	2	0%	100%
Pesca	1	0%	100%
Hierro	0	0%	100%
Total	11.052	100%	100%

Fuente: Balance Energético Nacional, 2011

4.1.1.3 Conclusión sobre el criterio energético

Dados los datos recopilados sobre el consumo de combustibles en la industria nacional se puede elaborar un ranking de cuáles son los sectores y las industrias con mayores requerimientos energéticos. La **Tabla 4-4** muestra los datos de consumos totales de hidrocarburos ordenados por el consumo total nacional del sector según los datos del Balance Energético Nacional del 2011.

Tabla 4-4: Participación del consumo total de combustibles por sector, Balance Energético Nacional 2011.

Sector	Diesel %	Gas natural %	Total	
			[Tera calorías]	%
Cobre	46%	68%	19.088	52%
Industrias varias (alimentos)	24%	12%	7.480	21%
Minas varias	17%	0%	4.464	12%
Pesca	9%	0%	2.289	6%
Petroquímica	0%	11%	1.179	3%
Papel y celulosa	0%	8%	890	2%
Salitre	2%	1%	539	1%
Hierro	1%	0%	287	1%
Cemento	0%	0%	147	0%
Siderurgia	0%	0%	2	0%
Total	100%	100%	36.370	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del BNE 2011.

Según los de datos recopilados, se observa que más del 50% del consumo de petróleo diesel y gas natural se concentra en la minería del cobre, le sigue el sector de la industrias varias de alimentos con un 21% del consumo y en tercer lugar con un consumo del 12% las minas varias. Más abajo con un 6% del consumo total de petróleo diesel y gas natural se encuentra la industria de la pesca y en quinto lugar con un 3% de consumo la industria petroquímica. Dado esto los sectores seleccionados para la posible aplicación de la energía solar térmica, según su consumo de hidrocarburos son los sectores que se muestran a continuación y en el siguiente ranking de importancia:

- Cobre
- Industrias varias (alimentos)
- Minas Varias
- Pesca
- Petroquímica

4.1.2 Criterio económico

La posibilidad de implementar sistemas de energía solar térmica dependerá, en parte, de la factibilidad económica de realizar estas implementaciones. Esta factibilidad depende en gran medida de dos aspectos: los costos relativos de esta conversión; el peso relativo del uso de energía en la estructura de costos del sector o la industria; y las potencialidades de la industria a nivel nacional y regional

Para poder definir la relevancia de un sector industrial son utilizables los factores macroeconómicos, es decir **Producto Interno Bruto (PIB)**, **Valor Agregado**, y el nivel de las **Exportaciones**. El PIB permite ver la participación neta de los distintos sectores en la producción total del país. El nivel de las exportaciones permite saber cuánto vende cada sector en el extranjero. El valor agregado establece el aporte neto que

genera un sector a la economía nacional³. Otra forma para examinar el aporte económico de un sector, es considerar su aporte al **valor bruto** de la producción, el cual corresponde a la suma del valor agregado más el consumo intermedio requerido para producir el bien del sector⁴. Este indicador permite cuantificar el impacto de un cambio en este sector sobre el valor agregado y sobre la producción de insumos intermedios de todos los sectores de la economía requeridos para producir el bien.

4.1.2.1 Análisis de factores macroeconómicos Producto interno bruto

Para poder seleccionar los sectores industriales más importantes, el primer análisis que se realizará será sobre la participación en el producto interno bruto del país y el valor agregado de los distintos sectores de la economía nacional. En el cuadro siguiente se muestran los aportes al producto interno bruto (a precios corrientes) de los distintos sectores mineros y manufactureros del país. Se puede observar que la minería hace un aporte mayor que la industria manufacturera al PIB nacional, siendo la minería del cobre el sector que más aporta. Para el caso de la industria manufacturera los sectores que más participan del PIB nacional son la industria de alimentos, la industria química y los sectores de bebida y tabaco.

Tabla 4-5: Participación en el producto interno bruto nacional a precios corrientes.

Especificación (millones de pesos)	2008	2009	2010	2011
Minería	14,0%	13,1%	16,1%	15,2%
<i>Minería del cobre</i>	12,8%	12,0%	14,9%	13,5%
<i>Otras actividades mineras</i>	1,2%	1,1%	1,2%	1,7%
Industria Manufacturera	11,2%	11,3%	10,8%	10,9%
<i>Alimentos</i>	2,4%	2,8%	2,6%	2,6%
<i>Química, caucho y plástico</i>	1,5%	1,8%	1,7%	1,7%
<i>Bebidas y tabaco</i>	1,7%	1,6%	1,5%	1,6%
<i>Productos metálicos, maquinaria y equipos y otros</i>	1,6%	1,7%	1,5%	1,6%
<i>Celulosa, papel e imprentas</i>	1,5%	1,3%	1,4%	1,3%
<i>Minerales no metálicos y metálica básica</i>	0,6%	0,7%	0,6%	0,8%
<i>Maderas y muebles</i>	0,9%	0,6%	0,6%	0,7%
<i>Refinación de petróleo</i>	0,6%	0,5%	0,4%	0,3%

³ Valor Agregado: Adición neta de valor que se incorpora a las materias primas o bienes intermedios en las distintas etapas del proceso productivo, hasta que ellos se convierten en bienes de consumo final. Se calcula como el valor del producto vendido menos el costo de los productos intermedios comprados.

⁴ Valor Bruto de la Producción: Suma del valor agregado más consumo intermedio requerido para producir el bien. Cuantifica el impacto de un cambio en el sector sobre el valor agregado y sobre la producción de insumos intermedios de los sectores de la economía requeridos para producir el bien.

Especificación (millones de pesos)	2008	2009	2010	2011
<i>Textil, prendas de vestir y cuero</i>	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%
Producto Interno Bruto	25,20%	24,30%	26,80%	26,10%

Fuente: Cuentas Nacionales de Chile 2008-2011: Banco Central

Para poder apreciar con más detalle el aporte neto que hacen los sectores al PIB, se realiza una evaluación del aporte sectorial al valor agregado nacional para un conjunto más amplio de sectores.

Valor agregado en la economía y producción bruta

El valor agregado de la economía en 2010 fue de un total de 101 millones de millones de pesos. En el caso de la industria manufacturera, los sectores alimenticios, de productos metálicos, el sector químico y los sectores de bebida y tabaco fueron los sectores que más aportaron a generar valor agregado en la industria nacional, como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 4-6: Participación de sectores en el valor agregado nacional a precios corrientes

Especificación 2010 (Millones de pesos)	Producción Bruta a p.p.	Consumo intermedio	Valor agregado	
			\$	%
Minería	27.655.218	9.911.467	17.743.751	17,5%
<i>Minería del cobre</i>	25.567.875	9.123.857	16.444.018	16,2%
<i>Otras actividades mineras</i>	2.087.343	787.610	1.299.732	1,3%
Industria Manufacturera	38.374.135	26.494.622	11.879.514	11,7%
<i>Alimenticia</i>	10.338.587	7.467.333	2.871.254	2,8%
<i>Bebidas y tabaco</i>	3.667.496	1.989.710	1.677.786	1,7%
<i>Textil, prendas de vestir y cuero</i>	1.223.254	929.720	293.534	0,3%
<i>Maderas y muebles</i>	2.242.684	1.762.955	479.730	0,5%
<i>Celulosa, papel e imprentas</i>	4.071.819	2.472.816	1.599.003	1,6%
<i>Refinación de petróleo</i>	3.682.719	3.007.388	675.330	0,7%
<i>Química, caucho y plástico</i>	5.400.418	3.713.949	1.686.469	1,7%
<i>Productos minerales no metálicos</i>	1.419.562	1.041.960	377.602	0,4%
<i>Metálica básica</i>	1.830.396	1.503.995	326.401	0,3%
<i>Productos metálicos, maquinaria</i>	4.497.202	2.604.796	1.892.406	1,9%
Total Parcial	66.029.353	36.406.089	29.623.265	29,18%
Gran Total	190.189.462	100.386.738	101.524.018	100%

Fuente: Cuentas Nacionales de Chile 2008-2011: Banco Central

Exportaciones

Otro factor a considerar, además de los indicadores ya mencionados, es la demanda externa representada en las exportaciones de los productos. Cuando la demanda externa es mayor la consecuencia es que la producción total de producto también aumenta, provocando efectos en el resto de la economía considerando su encadenamiento. En la siguiente tabla se muestran los valores de las exportaciones totales para la industria manufacturera y en la última columna se muestra el cociente entre el valor de las exportaciones y el valor bruto de producción (VBP). En el caso de la industria manufacturera, el 31% de la producción es exportada, pero el cociente de exportación/producción es solo de 0,31. Los sectores más exportadores son los de productos metálicos, maquinaria y equipos; celulosa, papel e imprentas; el sector textil, prendas de vestir y cuera; Madera y muebles y Alimentos.

Tabla 4-7: Coeficientes de exportaciones sobre la producción sectorial

Exportaciones 2010 (Millones de Pesos)	Valor	% del total	Exportaciones /VBP
Minería	22.510.145	53,6%	0,81
<i>Minería del cobre</i>	20.890.126	49,7%	0,82
<i>Otras actividades mineras</i>	1.620.018	3,9%	0,78
Industria Manufacturera	11.322.180	27,0%	0,30
<i>Alimenticia</i>	2.994.338	7,1%	0,29
<i>Bebidas y tabaco</i>	976.370	2,3%	0,27
<i>Textil, prendas de vestir y cuero</i>	335.619	0,8%	0,27
<i>Maderas y muebles</i>	956.686	2,3%	0,43
<i>Celulosa, papel e imprentas</i>	1.574.413	3,7%	0,39
<i>Refinación de petróleo</i>	302.748	0,7%	0,08
<i>Química, caucho y plástico</i>	2.156.267	5,1%	0,40
<i>Productos minerales no metálicos</i>	40.459	0,1%	0,03
<i>Metálica básica</i>	588.386	1,4%	0,32
<i>Productos metálicos, maquinaria</i>	1.396.894	3,3%	0,31
Total Parcial	33.832.325	80,5%	0,51
Gran Total	42.009.085	100%	0,22

Fuente: Cuentas Nacionales de Chile 2008-2011: Banco Central

4.1.2.2 Conclusión sobre el criterio económico

En la tabla a continuación se pueden ver los sectores de la industria manufacturera con el listado de sus coeficientes macroeconómicos más importantes según los datos obtenidos del anuario del banco central para el año 2009.

Tabla 4-8: Resumen de resultados sobre la evaluación de los coeficientes macroeconómicos

Sector	PIB %	Valor agregado %	Exportaciones %
Minería	15,2%	17,50%	53,60%
<i>Minería del cobre</i>	13,5%	16,20%	49,70%
<i>Otras actividades mineras</i>	1,7%	1,30%	3,90%
Industria Manufacturera	10,9%	10,90%	27,00%
<i>Alimentos</i>	2,6%	2,60%	7,10%
<i>Química, caucho y plástico</i>	1,7%	1,70%	5,10%
<i>Productos metálicos,</i>	1,6%	1,60%	3,30%
<i>Celulosa, papel e imprentas</i>	1,6%	1,30%	3,70%
<i>Bebidas y tabaco</i>	1,3%	1,60%	2,30%
<i>Maderas y muebles</i>	0,8%	0,70%	2,30%
<i>Productos no metálicos</i>	0,7%	0,80%	0,10%
<i>Refinación de petróleo</i>	0,3%	0,30%	0,70%
<i>Textil, prendas de vestir</i>	0,3%	0,30%	0,80%

Según los datos recopilados se observa que la evaluación se debe realizar sobre tres variables diferentes. En la tabla a continuación se muestra el ranking de los principales sectores según los distintas variables macroeconómicas estudiadas.

Tabla 4-9: Ranking de los principales sectores industriales por índice macroeconómico

PIB	Valor agregado	Exportaciones
Minería general	Minería general	Minería general
Alimentos	Alimentos	Alimentos
Química, caucho y plástico	Química, caucho y plástico	Química, caucho y plástico
Productos metálicos,	Productos metálicos,	Celulosa, papel e imprentas
Celulosa, papel e imprentas	Bebidas y tabaco	Productos metálicos,
Bebidas y tabaco	Celulosa, papel e imprentas	Bebidas y tabaco
Maderas y muebles	Productos no metálicos	Maderas y muebles
Productos no metálicos	Maderas y muebles	Textil, prendas de vestir
Refinación de petróleo	Refinación de petróleo	Refinación de petróleo
Textil, prendas de vestir	Textil, prendas de vestir	Productos no metálicos

Dado este ranking es posible establecer que los sectores industriales más relevante son, en orden de relevancia:

1. Minería general
2. Alimentos
3. Química, caucho y plástico
4. Productos metálicos
5. Celulosa, papel e imprentas
6. Bebidas y tabaco

4.1.3 Conclusión sobre los criterios escogidos

4.1.3.1 Sectores descartados

Los sectores que se descartaron son:

Cobre y minería: a consideración del autor existen varios acercamientos al uso de la energía solar térmica en usos mineros, sobretodo en la gran minería del cobre. Dada la intención del presente estudio de ser un aporte innovador a la aplicación de las energías renovables no convencionales en la industria nacional, se prefirió dejar este sector de lado y concentrarse en los sectores con menos experiencia.

Industrias al sur del país: grandes sectores industriales que concentran sus mayores procesos productivos al sur del país fueron descartados debido a la falta de disponibilidad de recurso solar. Estos sectores son: industria de la carne, industria de la leche, industria de la cerveza, industria del papel y la celulosa.

Industrias con requerimientos térmicos muy altos: las industrias que tengan requerimientos de calor muy alto, inalcanzables para la tecnología solar, fueron dejadas afuera. Este es el caso de la elaboración de productos metálicos y maquinaria, y celulosa y papel.

4.1.3.2 Conclusión sobre ambos criterios

Finalmente y según los sectores relevantes que se encontraron según los dos criterios investigados, dadas sus características de consumo energético y de importancia económica, se listan a continuación:

Tabla 4-10: Sectores y procesos industriales relevantes para la tecnología solar

Sector industrial	Procesos industriales
	Producción de azúcar
Industria de alimentos	Industria del pescado
	Industria conservera y otros productos alimenticios
Industria química	Fabricación de sustancias químicas básicas y otros productos químicos
Industria de bebidas	Elaboración de vino

4.2 Procesos relevantes para la introducción de la energía solar

En este capítulo se presentan las industrias en las cuales podría ser introducida la tecnología de colectores solares térmicos. Además se presenta los principales procesos asociados a los sectores industriales, seleccionando aquellos con rangos de temperatura alcanzables por la tecnología solar.

Elementos a considerar para el estudio de procesos industriales

Dados los sectores industriales seleccionados es necesario poder hacer un análisis de las posibilidades de introducción de la energía solar en distintos puntos de sus procesos de manufactura. Para esto es necesario hacer un análisis que considere tres elementos esenciales:

- **Ubicación geográfica de los procesos:** la ubicación de los distintos procesos en las distintas regiones del país es una característica muy relevante. Esta característica no solo definirá la energía disponible y las características del recurso solar, también dará una pista clave sobre cuál será la tecnología recomendada en una primera instancia.
- **Procesos con oportunidad de introducción de la tecnología solar:** los sectores industriales elaboran productos a través de distintos procesos industriales, algunos de los cuales pueden obtener parte de sus requerimientos energéticos térmicos mediante el uso de la tecnología solar. En esta sección se identifican los procesos con requerimientos térmicos entre los 20°C y los 120°C tal que puedan ser complementados mediante el uso de colectores solares.

A continuación se realizará este análisis para los siguientes sectores industriales:

- Industria del vino
- Industria de alimentos procedentes del pescado
- Industria conservera y alimenticia
- Industria del azúcar
- Industria química

Al final del capítulo se muestra un resumen sobre todos los procesos candidatos para la aplicación de la energía solar térmica.

4.2.1 Industria del vino

Ubicación geográfica de las viñas

El proceso de elaboración de vino toma lugar en locaciones cercanas a las viñas de producción de uva. La ubicación de las viñas de Chile se ubica, principalmente, en la zona centro y centro-norte del país. En la tabla siguiente se muestran la ubicación de las principales viñas productoras de vino, tinto y blanco.

Tabla 4-11: Ubicación de las principales viñas productoras de vino

Viña / Productor	Número de viñas	Regiones
Concha y Toro	8	IV, V, RM, VI, VII
San Pedro	4	RM, VII, VIII
Cono Sur	8	IV, V, RM, VI, VII, VIII

Viña / Productor	Número de viñas	Regiones
Santa Rita	6	IV, V, VI, VII, VIII
Montes	3	V, VI
Santa Carolina	3	V, RM, VIII
Errazurí	3	V, VII
Undurraga	3	RM, VI, VIII
Maipo	1	RM
Ventisquero	1	RM

Fuente: páginas web de las empresas y viñasdechile.cl

Procesos con oportunidad de introducción de la tecnología solar

Las viñas trabajan con tres rangos de temperaturas, uno de bajas temperaturas, otros procesos de temperaturas medias y otros de temperaturas altas. La energía solar se introduciría en procesos de temperatura media y alta que corresponde a acondicionamiento de fermentación y mantención de barricas. La fermentación debe producirse en rangos acotados de temperatura, por ello los requerimientos de la industria serán de frío durante del verano, para aclimatar las bodegas de almacenamiento, y requerimiento de calor durante el invierno. En este caso es posible utilizar la tecnología de colectores de placa plana o tubos al vacío. El requerimiento de calor alto corresponde al lavado de barricadas, proceso que necesita agua/vapor a una temperatura de 90°C. En este caso se podrá utilizar la tecnología de tubos al vacío o concentradores para las viñas ubicadas en la zona centro-norte del país. En la tabla a continuación se muestran los procesos en los que se podría aplicar la tecnología solar:

Tabla 4-12: Procesos de la industria del vino en que se puede aplicar la tecnología solar

Tipo de proceso	Regiones	Proceso	Requerimiento	Tecnología
Agua / Vapor caliente	I a VIII	Lavado de barricas	90°C	CC -CTV
Acondicionamiento	I a VIII	Fermentación: Vino tinto	35 a 40°C	CPP-CTV

CC: Colectores de Concentración (Cilindro Parabólico y Tipo Fresnel); CTV: Colectores de Tubos al Vacío; CPP: Colectores de placa plana

4.2.2 Industria de alimentos procedentes de pescado

Ubicación geográfica de las plantas

Por lo general, en la industria de alimentos elaborados de pescado, las plantas de producción de harina de pescado se encuentran principalmente en el norte del país, ubicándose en la costa de la I y II Regiones, mientras que las plantas de producción de conservas de pescado se encuentran ubicadas principalmente en el sur, entre las VIII y X Regiones. Esto condiciona los procesos candidatos para la aplicación de la tecnología solar térmica. A continuación se muestra una Tabla con la ubicación de las plantas de las principales empresas en la industria del pescado:

Tabla 4-13: Ubicación de las principales industrias de pescado

Empresa	Producciones	Regiones
Camanchaca	Conservas de pescado	VIII
	Harina y Aceite	I, VIII
	Filetes de pescado	VIII
Marine Harvest	Filetes de pescado	X
	Congelados	X
Multiexport	Conserva de pescado	RM
	Salmones y truchas	X
Corpesca	Harina y aceite	I, II
Mainstream	Salmones y Truchas	X
	Congelados	VIII
	Harina y aceite	VIII, X
	Salmones y truchas	VIII
	Surimi	VIII
CM Chiloé	Apanados	VIII
	Salmones y truchas	X
Pesquera los Fiordos	Salmones	X
Salmones Antártica	Salmones	X
San José	Harina y aceite	IV, VIII, X
	Congelados	IV, VIII, X
	Conservas de pescado	IV, VIII, X
	Filetes de pescado	VIII
	Mariscos en conserva	X
	Mariscos congelados	IV, X

Fuente: Páginas web de las empresas.

Procesos con oportunidad de introducción de la tecnología solar

En todas las industrias de conservas de alimentos existen una serie de procesos cuya implementación depende del producto final. Los productos finales de conservas de pescado van desde el pescado cortado y congelado, a los enlatados y comidas precocinadas. En estos casos todos los productos pasan por un proceso de esterilización que es el que demanda mayores temperaturas, y luego por procesos variables como: pelado, cocción, secado, congelado entre otros que demandan temperaturas menores a 100°C. En el caso de la harina de pescado los procesos térmicos por los que pasa el producto son: hervido secado y deshidratación.

La utilización de energía solar en la industria de productos de pescado se presenta como una oportunidad principalmente para las plantas ubicadas al norte del país, entre la I y la IV región, que se dedican en su mayoría a la elaboración de harina de pescado. En el caso de las faenas presentadas entre la V y la VIII región, la

radiación solar sigue siendo importante, y puede abastecer también de forma parcial los consumos productivos, sin embargo, la inversión será menos rentable. Los procesos de calor en la elaboración de conservas de pescado, cuyas plantas se encuentran principalmente en la VIII región, pueden utilizar energía solar para el precalentamiento de las redes de agua caliente. A continuación se muestra un cuadro con los procesos candidatos para la aplicación de la tecnología solar térmica en la industria de productos del pescado.

Tabla 4-14: Oportunidades de aplicación de energía solar Térmica en la industria de productos de pescado

Tipo de proceso	Región	Proceso	Requerimiento	Tecnología
Procesos comunes	I a VIII	Proceso de pre-cocción	60°C	CTV
	I a IV	Esterilizado	110 a 120°C	CC
		Freído	190°C	CC
		Pelado (Inmersión en hidróxido sódico)	70 a 80°C	CC-CTV
Producción de harina	I a IV	Deshidratación	80 a 90°C	CC-CTV
		Hervido	90°C	CC-CTV
	I a VIII	Secado	45°C	CPP-CTV

CC: Colectores de Concentración (Cilindro Parabólico y Tipo Fresnel); CTV: Colectores de Tubos al Vacío; CPP: Colectores de placa plana

4.2.3 Industria conservera y alimenticia

Ubicación geográfica de las plantas

Las plantas de conservas de frutas y verduras y otros productos alimenticios, se encuentran ubicadas principalmente en la zona central del país, principalmente entre la RM y la VII región, como puede observarse en la Tabla a continuación:

Tabla 4-15: Ubicación de las principales empresas de la industria conservera

Empresa	Producción	Ubicación
Carozzi	Tomates y frutas	VI
	Pulpas y salsas	VI
	Jugos y postres	RM
Aconcagua Foods	Pulpa de fruta	RM
	Congelados de frutas y verduras	RM
	Conservas de frutas y verduras	RM
	Salsas y ketchup	RM
	Pasta de tomate	VI, VII
Corporación Tresmontes	Conservas y pulpa de fruta	RM
	Pulpa de fruta	VIII
Patagonia Fresh	Jugos y concentrados	VI, VII, IV
Conservera Pentzke	Conservas de frutas y verduras	V
Agrícola Cranchile	Jugos y concentrados	X
Prunesco	Deshidratados, jugos y pastas	RM
	Pulpa de fruta	RM
Watts	Mermeladas	RM
	Pasta de tomate	RM
Super Fruit	Frutos deshidratadas	VI

Empresa	Producción	Ubicación
Interagro	Congelados de frutas y verduras	VI
	Comidas congeladas preparadas	VI
Iansa	Congelados de frutas y verduras	VII
	Pulpa de fruta	VII
Malloa	Pasta de tomate	VI
Deyco	Conservas de frutas y verduras	V
	Congelados de frutas y verduras	VI
Frutos del Maipo	Pulpa de fruta	VI
	Comidas preparadas congeladas	VI
Del Monte Fresh	Frutos deshidratados	V

Fuente: Páginas web de las empresas

Procesos con oportunidad de introducción de la tecnología solar

A pesar de la gran cantidad de procesos llevados a cabo por la industria de alimentos, dependiendo de los productos finales, existen procesos que son comunes a la mayoría de estos productos. El proceso de esterilización se aplica en la gran mayoría de casos. También existen procesos varios con requerimientos de temperatura que van desde los 60°C hasta los 100°C dependiendo del proceso y del producto. Estos serán los procesos candidatos para la aplicación de la tecnología solar térmica. Para las plantas ubicadas en regiones al norte de la VIII región se propone la utilización de colectores solares para el precalentamiento del agua de la caldera, con el fin de generar ahorros en el combustible. Dado que el sistema solar se utilizaría para precalentamiento de agua, existe una alta flexibilidad a la tecnología a seleccionar, pudiendo elegirse colectores planos para los procesos con requerimientos de temperatura más bajos, como también colectores de tubos al vacío para los procesos con requerimientos de temperatura más altos. No se recomiendan para los procesos específicos de este sector industrial la tecnología de concentradores solares, debido a la ubicación geográfica de los mismos.

Tabla 4-16: Procesos de sector alimenticio en los que se puede aplicar la tecnología solar

Tipo de Proceso	Región	Proceso	Característica	Tecnología
Común	V a VIII	Esterilización	110 - 120 °C	CC-CTV
		Cocción	60 - 90°C	CC-CTV
		Hervido	90°C	CC-CTV
Varios	V a VIII	Pasteurización	62 - 90°C	CTV
		Blanqueamiento	60 - 90°C	CTV
		Tiernizado	110 - 120 °C	CC-CTV
		Deshidratación	70 - 80°C	CTV

CC: Colectores de Concentración (Cilindro Parabólico y Tipo Fresnel); CTV: Colectores de Tubos al Vacío; CPP: Colectores de placa plana

4.2.4 Industria del azúcar Ubicación geográfica de las plantas

La industria del azúcar está copada por la empresa IANSA. La mayor parte de las plantas productoras de azúcar se ubican en el sector centro-sur del país, debido a

los requerimientos climáticos para el cultivo de la remolacha. La remolacha se cultiva de manera industrial entre la VI y X región. Debido a esto no existen plantas productoras de azúcar al norte de la Región Metropolitana. A continuación se presenta una tabla con la ubicación de las principales plantas productoras de azúcar.

Tabla 4-17: Ubicación de la principal empresa productora de azúcar

Empresa	Número de plantas	Regiones
IANSA	6	VII, VIII, X, RM

Fuente: Página web de la empresa, iansa.cl

Procesos con oportunidad de introducción de la tecnología solar

En la elaboración del azúcar es predominante el uso de calderas para realizar las distintas etapas de obtención de un jugo con mayor concentración de azúcar. También existe una etapa de cristalización que se realiza en evaporadores al vacío, que evaporan el agua disminuyendo la presión dentro del estanque.

Dado que el sistema solar se utilizaría para precalentamiento de agua, existe una alta flexibilidad a la tecnología a seleccionar, pudiendo elegirse tanto colectores planos como colectores de tubos al vacío, alcanzándose con este último mayores temperaturas. No se recomiendan para los procesos específicos de este sector industrial la tecnología de concentradores solares, debido a la ubicación geográfica de los mismos.

Tabla 4-18: Procesos de la industria solar en los cuales es posible la aplicación de la tecnología solar

Tipo de Proceso	Región	Proceso	Características	Tecnología
Azúcar	RM, VII y VIII	Maceración de la remolacha	Agua a 60 - 70°C	CTV-CPP
		Calentamiento de jugo de difusión	80°C	CTV
		Evaporación de jugo claro: Vapor en 4 etapas		
		Etapas 1	Vapor a 106°C	CC-CTV
		Etapas 2	Vapor a 96°C	CC-CTV
		Etapas 3	Vapor a 82°C	CTV
		Etapas 4	Vapor a 52°C	CTV-CPP
		Secado	Aire a 60°C	CTV-CPP
		Enfriamiento	Aire a 40 - 45°C	CTV-CPP

CC: Colectores de Concentración (Cilindro Parabólico y Tipo Fresnel); CTV: Colectores de Tubos al Vacío; CPP: Colectores de placa plana

4.2.5 Industria química Ubicación geográfica de las plantas

Gran parte de los químicos relevantes para la economía del sector son producidos en la I y II región, ya que ahí es donde se encuentran salares que abastecen a la industria, pero también es posible encontrar procesos industriales químicos entre las regiones V a X, incluyendo la Región Metropolitana.

Tabla 4-19: Ubicación geográfica de los principales procesos de la industria química

Empresa	Producto	Regiones
SQM	Carbonato e hidróxido de litio	II
	Ácido bórico	II
	Yodo y derivados	I, II
	Nitrato de potasio	II
	Sulfato de potasio	II
	Mezcla	V, VIII, X
	NPK solubles	V, X
Methanex	Metanol	XII
	Ácido nítrico	II
Enaex	Nitrato de amonio	II
	Ácido Sulfonítrico	II
AGA	Gases	V
BASF	Productos químicos	V
	Pre-mezclas vitamínicas	X
Oxiquim	Resinas	V, VIII
Sika	Químicos para construcción e industria	RM
Quiborax	Borax	I
Quimetal	Azufres	IX
Pestorp	Penta y dipentaeritrol	V
Eka	Penta y dipentaeritrol	VIII

Fuente: páginas web de las empresas y asiquim.cl

Procesos con oportunidad de introducción de la tecnología solar

Las principales oportunidades de aplicación de la energía solar térmica se encuentran en los procesos al norte de la IV Región, debido a las características del recurso solar y a los requerimientos de los mismos procesos. Las oportunidades de introducción de la tecnología solar se dan, con mayor factibilidad, en los procesos con requerimientos térmicos igual o menores a los 150°C, lo cual corresponde a la mayoría de los procesos llevados a cabo en el norte del país. Para poder satisfacer estos requerimientos, se recomienda utilizar colectores de cilindro parabólico y colectores de tubos al vacío, debido a las características climáticas de la zona y a las necesidades de los mismos procesos.

Por otro lado, los procesos necesarios para obtener los minerales de la materia prima proveniente de los salares del norte son realizados en piscinas de secado o pozas de cosecha (Evaporación de salmueras), las cuales utilizan la energía del sol para poder evaporar el agua de estas piscinas y precipitar los distintos nitratos y sulfatos, lo que indica que existen aplicaciones solares dentro del sector de larga data, con alta confiabilidad en la operación. A continuación se detallan los procesos en los cuales existe la oportunidad de aplicar la tecnología solar y el detalle de estos.

Tabla 4-20: Procesos del sector químico en los que se puede aplicar la tecnología solar

Tipo de proceso	Regiones	Proceso	Requerimiento	Tecnología
Comunes	I y II	Evaporación Salmuera para eliminar impurezas	90 a 100°C	CTV-CC
		Lixiviación	100°C	CTV-CC
Ácido bórico	II	Secado cristales ácido bórico	80°C	CTV-CC
Carbonato de litio	II	Purificación de carbonato de litio	50 a 95°C	CTV
Yodo y derivados	I y II	Fundición de azufre para obtención de SO ₂	113°C	CC
		Purificación de yodo	82°C	CTV-CC

CC: Colectores de Concentración (Cilindro Parabólico y Tipo Fresnel); CTV: Colectores de Tubos al Vacío; CPP: Colectores de placa plana

4.2.6 Resumen de las alternativas de la industria para la introducción de tecnología solar térmica

A continuación se muestra un listado de 28 procesos de la industria manufacturera en los cuales es posible la aplicación de la energía solar térmica.

Tabla 4-21: Resumen de procesos candidatos para la aplicación e introducción de tecnologías solares térmicas

Sector	Tipo de proceso	Región	Proceso	Requerimiento	Tecnología
Industria química	Comunes	I y II	Evaporación Salmuera para eliminar impurezas	90 a 100°C	CC-CTV
			Lixiviación	100°C	CC
	Yodo y derivados	I y II	Purificación de yodo	82°C	CC-CTV
			Fundición de azufre para obtención de SO ₂	113°C	CC
	Ácido bórico	II	Secado cristales ácido bórico	30°C a 80°C	CC-CTV
Carbonato de litio	II	Purificación de carbonato de litio	50 a 95°C	CTV	
Industria del vino	Acondicionamiento	I a VIII	Fermentación: Vino tinto	35 a 40°C	CTV-CPP
	Agua / Vapor caliente	I a VIII	Lavado de barricas	90°C	CC-CTV
Industria pesquera	Procesos comunes	I y II	Freído	190°C	CC
		I a IV	Pelado (Inmersión en hidróxido sódico)	70 a 80°C	CC-CTV
			Esterilizado	110 a 120°C	CC-CTV
	I a VIII	Proceso de pre-cocción	60°C	CTV	
	Producción de harina	I a IV	Deshidratación	80 a 90°C	CC-CTV
			Hervido	90°C	C-CTV
I a VIII	Secado	45°C	CPP-CTV		
Industria de alimentos	Varios	V a VIII	Cocción	60 - 90°C	CTV
			Blanqueamiento	60 - 90°C	CTV
			Pasteurización	62 - 90°C	CTV
			Deshidratación	70 - 80°C	CTV
			Hervido	90°C	CTV

Sector	Tipo de proceso	Región	Proceso	Requerimiento	Tecnología
Industria del azúcar	Azúcar	RM, VII y VIII	Enfriamiento	40 - 45°C	CTV-CPP
			Secado	60°C	CTV
			Maceración de la remolacha	60 - 70°C	CTV-CPP
			Calentamiento de jugo de difusión (purificación)	80°C	CTV
			Evaporación de jugo claro: Vapor en 4 etapas		
			Etapa 4	52°C	CTV
			Etapa 3	82°C	CTV
			Etapa 2	96°C	CC-CTV
			Etapa 1	106°C	CC-CTV

CC: Colectores de Concentración (Cilindro Parabólico y Tipo Fresnel); CTV: Colectores de Tubos al Vacío; CPP: Colectores de placa plana

Fuente: Elaboración propia

4.3 Proceso Seleccionado

Dados los datos obtenidos al identificar la relevancia energética de los distintos sectores industriales es fácil observar que la industria de alimentos presenta las mejores condiciones para la introducción de la energía solar térmica. En este sector industrial se identificaron 5 procesos con requerimientos térmicos bajo los 100°C y que se encuentran sobre la octava región. De entre estos 5 procesos se escogió el proceso de pasteurización de leche para ser analizado en detalle:

- **Industria de alimentos: Pasteurización de leche**
 - Temperatura requerida de proceso: 60 a 90°C
 - Tecnología recomendada: Colector de tubos al vacío
 - Ubicación geográfica: Zona Centro

Para poder configurar la introducción y la inclusión de la energía solar térmica en los procesos industriales seleccionados, es necesario realizar un análisis acabado de estos mismo. Los análisis que se realizarán incluirán los siguientes puntos:

Análisis de las características de la industria

- Descripción general del proceso: en este punto se buscará explicar generalmente el proceso en su totalidad.
- Diagrama del proceso: este diagrama del proceso permitirá poder ubicar todos los puntos y etapas del proceso mismo.
- Ubicación del punto de inclusión de la tecnología solar térmica: dentro del diagrama de bloques, es necesario ubicar el punto en el cual se unirá el sistema de colectores solares al proceso e incluirlo en el diagrama de bloques.
- Balance térmico: Se especificará los flujos y capacidades seleccionados del proceso, basándose en datos de procesos reales de operación en la industria chilena.
- Definición de los requerimientos térmicos: dada las características de flujo del proceso, se buscará definir los requerimientos térmicos del proceso descrito para la inclusión de la tecnología solar térmica.

Este análisis permitirá simular, en la herramienta SAM, las características técnicas y económicas de la inclusión de la tecnología solar térmica en el proceso.

4.3.1 Características de la industria de la leche

4.3.1.1 Principales plantas lecheras

Según los datos de la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA) del Ministerio de Agricultura, existen 25 plantas lecheras ubicadas en el país. Estas se concentran entre las regiones Metropolitana y Décima:

Tabla 4-22: Ubicación de las principales plantas lecheras del país

Empresa	Número de plantas	Regiones
SOPROLE	5	RM, VIII, IX, XIV, X
NESTLE	4	RM, VIII, X
WATTS S.A.	3	RM, XIV, X
QUILLAYES -PETEROA	3	RM, IX, XIV
DANONE CHILE S.A.	1	VIII

Empresa	Número de plantas	Regiones
SURLAT S.A.	2	IX
COLUN	1	XIV
PARCELAS DE VALDIVIA LTDA.	1	XIV
LACTEOS DEL SUR	1	XIV
CHILOLAC	1	X
ALIMENTOS PUERTO VARAS S.A.	1	X
CUMELLEN Mulpulmo	1	X
INDUSTRIAS VALLE VERDE S.A.	1	X

Fuente: Boletín de la Leche 2011. ODEPA

4.3.1.2 Productos elaborados a partir de leche

La mayoría de los productos lácteos son elaborados a partir de leche pasteurizada debido a las normativas sanitarias correspondientes (13), los cuales se muestran a continuación:

Tabla 4-23: Productos elaborados a partir de leche Fresca o Leche pasteurizada

Producto	Elaborado a partir de
Elaboración de leche fluida	Leche Fresca
Elaboración de leche en polvo	Leche Pasteurizada
Quesillos	Leche Pasteurizada
Quesos	Leche Pasteurizada o Leche Fresca
Yogur	Leche Pasteurizada
Leche cultivada o fermentada	Leche Pasteurizada
Crema	Crema de Leche Pasteurizada
Mantequilla	Leche Pasteurizada
Suero en polvo	Leche Pasteurizada
Leche condensada	Leche Pasteurizada
Manjar	Leche Pasteurizada

Fuente: Boletín de la Leche. ODEPA

Como se puede ver el proceso de pasteurización es bastante importante en la mayoría de los productos lácteos con algunas excepciones con respecto a los quesos fermentados, algunas formas de elaboración de leche y suero en polvo, y algunas elaboraciones de leche condensada y manjar

Los datos sobre la producción de estos productos a nivel nacional se pueden encontrar en el boletín de la leche del año 2011. En la tabla a continuación se puede observar que los productos elaborados a partir de leche pasteurizada se producen en altas cantidades, destacando la elaboración de leche fluida y yogur.

Tabla 4-24: Elaboración total de productos lácteos en Chile

Producto	Unidad	Cantidad
Recepción Leche fluida	Miles lt.	2.103.738,5
Elaboración Leche Fluida	Miles lt.	369.166,1
Leche en Polvo	Miles kg.	92.812,4
Quesillo	Miles kg.	9.134,9

Producto	Unidad	Cantidad
Quesos	Miles kg.	80.619,6
Yogur	Miles lt.	222.063,4
Crema	Miles kg.	31.353,2
Mantequilla	Miles kg.	21.041,3
Suero en Polvo	Miles kg.	26.789,7
Leche Condensada	Miles kg.	34.578,9
Manjar	Miles kg.	25.582,9
Leche Cultivada	Miles lt.	11.125,5

Fuente: Boletín de la leche 2011. ODEPA

4.3.1.3 Fabricación de productos lácteos en Chile

En el año 2011 la recepción de leche fresca de las empresas que informan a Odepa alcanzó a un total de 2.104 millones de litros, que se utilizaron en la elaboración de los productos mencionados anteriormente. De este total se observa que no se reparte equitativamente entre las regiones, si no que más bien se concentra en las regiones al sur del país. Entre la XIV Región de los Ríos y la X Región de los Lagos se concentra más del 75% de la recepción de la leche, mientras que en el resto de las regiones productoras de productos lácteos no se alcanzan valores sobre el 10% de recepción de leche fresca como se observa en la tabla a continuación:

Tabla 4-25: Recepción de leche fluida por región 2011, miles de litros

	RM.	VIII	IX	XIV	X	Total
Recepción Leche fluida	144.343	173.315	184.375	615.302	986.401	2.103.738
	6,9%	8,2%	8,8%	29,2%	46,9%	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Boletín de la Leche 2011. ODEPA

4.3.1.4 Evolución del mercado

El volumen de recepción de la leche, a nivel nacional, resultó 5,0% superior al de igual período de 2010. A nivel regional el crecimiento en la recepción fue liderado por la Región de los Ríos (alza de 50 millones de litros y 9,6% en relación con el año 2010), seguida por Los Lagos (45 millones de litros y 4,8%). La recepción en la Región de La Araucanía subió en 8,8 millones de litros (4,4%), en tanto las regiones del Biobío y Metropolitana mostraron retrocesos de 2,4% y 1%, respectivamente. Para mayor información mirar el anexo 2: Datos sobre la industria de la leche.

Tabla 4-26: Variación de Recepción de leche fluida en plantas lecheras por regiones entre Años 2010 y 2011

Región	RM	VIII	IX	XIV	X	Total
Total	-1,0%	-2,4%	4,4%	9,6%	4,8%	5,0%

Fuente: Boletín de la Leche 2011. ODEPA

Respecto a la fabricación de productos, sin tomar en cuenta la producción de las nuevas plantas, la elaboración de leches en polvo en el año 2011 tuvo una expansión de 12,6% (10.400 toneladas) en relación al mismo período del año 2010, llegando a un total de 92.700 toneladas. La mitad de este crecimiento fue en leche en polvo con 26% MG y casi un 20% correspondió a leche entera con 28% MG. Las leches con grados intermedios de materia grasa (12% y 18%) subieron también en forma importante

(alrededor de 25%), y sólo bajó la producción de leche descremada (400 toneladas, un 2%).

La producción de quesos alcanzó un volumen de 66.679 toneladas, lo que representa un crecimiento de 3,3% respecto de 2010. Esta cifra se aproxima a 80.600 toneladas si se agregan las tres industrias nuevas que se incorporaron al boletín, dado que tales empresas son esencialmente productoras de queso. La producción de quesillos también creció (9,4%), llegando a un total superior a 9.100 toneladas. Cabe recordar que la elaboración de quesillos o quesos frescos es muy significativa entre las empresas que participan en la encuesta láctea menor del INE, de las cuales habrá información en los próximos meses. Otros productos que incrementaron su producción fueron yogur (11,7%), cremas (6,5%), manjar o dulce de leche (0,8%) y leche fluida (0,7%). Los demás productos lácteos registraron un descenso en su producción en 2011 en relación con 2010, destacando la leche condensada, que bajó 6,1%. Otros productos que vieron reducida su producción fueron el suero en polvo (9,6%) y la mantequilla (3,8%).

Tabla 4-27: Recepción de leche y elaboración de productos lácteos en plantas lecheras

Producto	Unidad	Años		% Variación
		2010	2011	
Recepción de leche	lt	1.895.735.168	1.974.965.631	4,2
Elaboración de leche fluida	lt	366.610.015	369.166.121	0,7
Leche pasteurizada 3,0 % m.g.	lt	1.755.950	1.503.479	-14,4
Leche pasteurizada 2,5 % m.g.	lt	6.648.650	6.474.919	-2,6
Leche pasteurizada descremada	lt	0	525.321	
Leche esterilizada con sabor	lt	90.505.424	92.573.222	2,3
Leche esterilizada descremada	lt	66.394.624	71.013.605	7
Leche esterilizada	lt	201.305.367	197.075.575	-2,1
Elaboración de leche en polvo	kg	82.321.318	92.699.504	12,6
Quesillos	kg	8.349.066	9.134.872	9,4
Quesos	kg	64.558.359	66.679.192	3,3
Yogur	lt	198.825.076	222.063.393	11,7
Leche cultivada o fermentada	lt	9.759.929	11.125.512	14
Crema	kg	29.436.211	31.353.169	6,5
Mantequilla	kg	21.086.388	20.292.418	-3,8
Suero en polvo	kg	29.231.989	26.414.658	-9,6
Leche condensada	kg	36.829.099	34.578.871	-6,1
Manjar	kg	25.378.466	25.582.911	0,8

Fuente: Boletín de la Leche 2011. ODEPA

4.3.2 Descripción del proceso

La pasteurización consiste en un tratamiento de calor para eliminar micro organismos presentes en productos alimenticios generalmente líquidos. Este proceso se utiliza para garantizar la salubridad y la vida antes de la caducidad deseada para la bebida. La pasteurización emplea generalmente temperaturas por debajo del punto de ebullición ya que en la mayoría de los casos las temperaturas por encima de este valor afectan irreversiblemente a las características físicas y químicas producto alimenticio.

Hoy en día existen dos tipos de procesos: pasteurización a altas temperaturas por un breve periodo de tiempo denominadas pasteurizaciones HTST⁵ y el proceso a ultra-altas temperaturas de nominadas pasteurizaciones UHT⁶. Este último tipo de pasteurización es la menos utilizada a nivel industrial debido a sus altos requerimientos de calor que eleva los costos de operación. Dado esto realizará un análisis sobre el proceso de pasteurización HTST en el caso especial en su uso en la industria de la leche. Los datos para la descripción del proceso de pasteurización de leche se revisaron del documento “Thermal Processing of Foods, Pasteurization and UHT Sterilization” (14).

4.3.2.1 Pasteurización HTST

Este método es el que generalmente es utilizado para pasteurizar la leche, además de otros líquidos a granel, estos pueden ser: jugos, cerveza, mermeladas, etc. En lo general este sistema resulta ser el más conveniente ya que expone al alimento a altas temperaturas durante cortos periodos de tiempo. Por otro lado el equipamiento necesario para poder llevar a cabo este proceso es bastante simple, reduciendo de esta manera los costes de mantenimiento de equipos. La pasteurización HTST se puede realizar en proceso *por lotes* (batch) o en sistema de *flujo continuo*, los cuales se explican a continuación.

- En el proceso *por lotes*, también denominado como Pasteurización tipo Vat, una gran cantidad de leche se calienta en un recipiente a una temperatura que llega de 63 °C a 68°C durante un intervalo de 30 minutos, seguido inmediatamente de un enfriamiento a 4 °C para evitar la proliferación de organismos.
- En el proceso de *flujo continuo*, la leche se pasa por intercambiador de calor de forma tubular, mantenido la leche a una temperatura de entre 72 y 75°C por un tiempo entre 15 y 20 segundos, para luego volver a ser enfriada a 4°C para evitar la proliferación de organismos.

El sistema que se va a analizar para la introducción de la energía solar térmica va a ser la Pasteurización HTST de *flujo continuo*, pero sin dejar de considerar que es posible también este mismo ejercicio para la Pasteurización HTST *por lotes*.

4.3.2.2 Diagrama del proceso

Generalmente, la pasteurización HTST se realiza utilizando un intercambiador de placas con agua caliente para calentar la leche. Para poder aprovechar mejor la energía utilizada, es común que exista también un proceso de regeneración previo al proceso de calentado. Es en el mismo intercambiador en donde también finalmente se enfría la leche procesada para ser envasada a la temperatura adecuada. En la *Ilustración 4-1* se muestra el proceso de un pasteurizador del tipo HTST de flujo continuo.

⁵ Por sus siglas en inglés *High Temperature/Short Time*

⁶ Por sus siglas en inglés *Ultra-High Temperature*

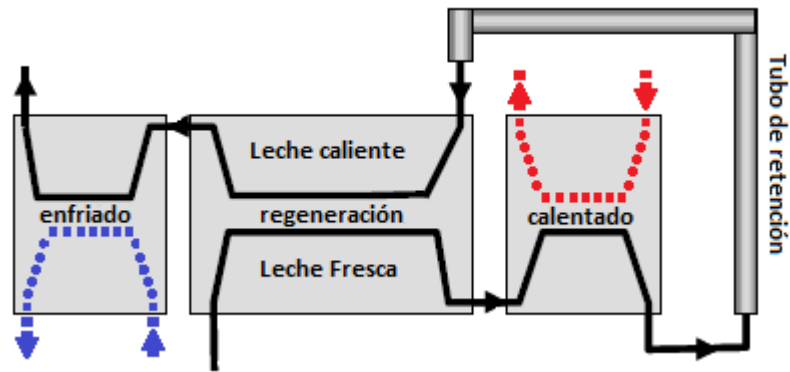


Ilustración 4-1: Diagrama de pasteurización HTST con regeneración

En esta ilustración se muestra el intercambiador dividido en las tres zonas antes mencionadas:

- Zona de calentamiento
- Zona de regeneración
- Zona de enfriamiento

Además se muestra el tubo de retención en donde la leche mantiene la temperatura el tiempo necesario para poder cumplir con estándares establecidos.

Variaciones sobre el proceso de pasteurización HTST

Si bien el proceso es simple, también posible realizar el proceso de regeneración en varias etapas para poder incluir otros elementos que participen en el proceso. Algunos de estos elementos son máquinas centrífugas que sirven para la reducción de crema y grasa de la leche, y máquinas homogeneizadoras para eliminar la nata y los grumos. En la siguiente ilustración se muestra un modelo de pasteurización completo sobre el cuál se realizaran los cálculos correspondientes y la simulación sobre la inclusión de la tecnología solar térmica.

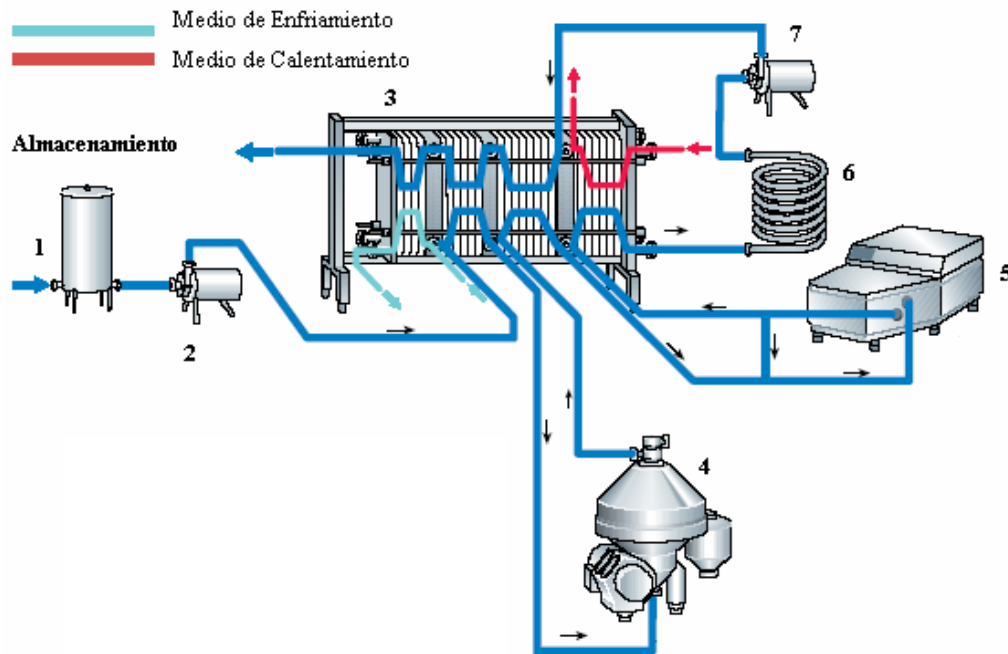


Ilustración 4-2: Diagrama de la pasteurización con proceso de centrifugado y homogeneizador

En el diagrama de flujo del proceso de pasteurización se muestran un arreglo de los equipos que se utilizan. Las configuraciones típicas de un sistema de pasteurización pueden incluir una, dos o tres etapas de regeneración o recuperación incluyendo etapas de refrigeración y calentamiento. En esta configuración se tienen dos etapas de regeneración, una etapa de refrigeración y una etapa de calentamiento. Los equipos utilizados en el proceso de pasteurización son los siguientes:

1. **Tanque de balance:** este tanque sirve para asegurar un nivel de leche a la entrada de la bomba, y también se utiliza para hacer recircular la leche a través del proceso cuando esta no alcanza la temperatura de pasteurización adecuada.
2. **Bomba:** La leche es impulsada por una bomba a la salida del tanque del balance con un caudal fijo dirigiéndose hacia la primera etapa de regeneración del intercambiador de placas.
3. **Pasterizador:** es un intercambiador de placa diseñado para optimizar el intercambio de calor entre los distintos fluidos en contacto. Los intercambios se darán entre agua-leche o leche-leche.
4. **Centrífuga:** elementos más densos son arrojados contra la periferia del equipo y son retirados de la leche. La crema se concentra en el centro del equipo y es conducida fuera de la centrífuga. La leche se encuentra en el intermedio y pasa a la siguiente etapa de regeneración. Según el contenido de grasa presente en la leche se puede obtener leche entera, descremada y semidescremada.
5. **Homogeneizador:** equipo encargado de desintegrar los glóbulos de grasas de la leche. La desintegración ocurre al hacer pasar la leche por un pequeño agujero combinando factores como turbulencia y cavitación, obteniendo glóbulos de hasta $1\mu\text{m}$ de diámetro, y leche homogénea. La homogenización es más efectiva con elevadas temperaturas (entre $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $70\text{ }^{\circ}\text{C}$).
6. **Tubo de retención:** es un tubo aislado térmicamente con un largo definido tal que pueda mantener la temperatura de la leche a la salida del pasterizador por un tiempo de entre 15 y 20 segundos. Este tiempo es el necesario para poder eliminar los microorganismos nocivos para la salud.
7. **Bomba booster:** La leche pasteurizada, sale de los tubos de retención dirigiéndose hacia la bomba booster, y de esta nuevamente hacia el pasterizador. Los intercambiadores de calor son calculados de forma tal que haya una mayor presión en el flujo de la leche pasteurizada comparada con la leche cruda. De esta forma si ocurre una fuga, la leche pasteurizada fluye hacia el medio refrigerante o hacia la leche cruda y no en la dirección contraria.

Etapas de regeneración: las etapas de regeneración existen para poder alcanzar los requerimientos de temperatura de la centrífuga y del aparato homogeneizador. Durante la primera etapa de regeneración, la leche aumenta su temperatura hasta 52°C y sale hacia la centrífuga. Luego la leche cruda es calentada nuevamente hasta una temperatura de 60°C y se dirige desde el pasteurizador hacia el homogeneizador.

Etapas de calentamiento: la temperatura de la leche es elevada hasta la temperatura de pasteurización utilizando agua caliente como medio de calefacción, luego esta sale hacia los tubos de retención realizando un recorrido de aproximadamente 15 segundos. Después de este tiempo la leche cruda elimina los microorganismos y enzimas patógenas.

Etapas de enfriamiento: Finalmente la leche pasteurizada es enfriada con la nueva leche que entra a 4°C desde el tanque de balance repitiendo el recorrido anterior por las diferentes etapas de regeneración, luego sigue a una última etapa de enfriamiento, con agua helada.

4.3.2.3 **Punto de introducción de la tecnología solar: Intercambiador de Placas**

El intercambiador de placas, es el equipo en el cual se ataca térmicamente los microorganismos o enzimas de la leche que son dañinos para el hombre. La leche cruda al entrar por primera vez al pasteurizador entra fría para luego comenzar a calentarse en las distintas etapas de regeneración, intercambiando energía a través de las placas, con la leche caliente pasteurizada. El calentamiento definitivo se da con agua caliente a una temperatura menor a la de ebullición. Esta condición fundamental de la leche para la pasteurización permitirá la introducción de la energía solar al proceso de pasteurización de la leche.

4.3.2.4 **Características del proceso a simular**

La pasteurización es un proceso de flujo continuo que se realiza en horas específicas del día, generalmente en la mañana, luego de que la leche cruda llega a la planta de tratamiento. Dentro del pasteurizador las transferencias de calor se dan como se muestran en la Ilustración 4-3, que se muestra a continuación.

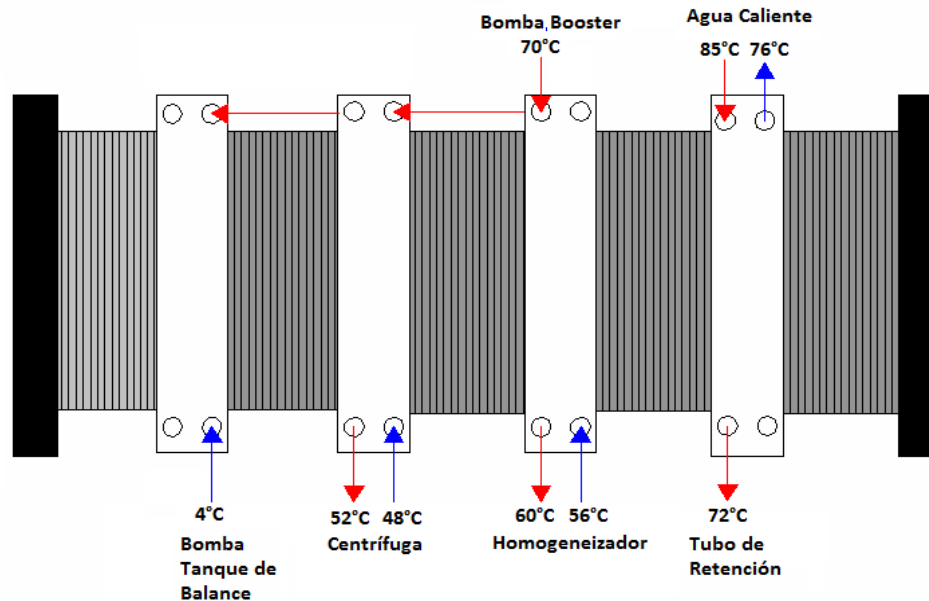


Ilustración 4-3: Diagrama de proceso en los flujos del Pasteurizador

Primero la leche entra a 4°C desde el tanque de balance a la primera etapa de regeneración, en la cual eleva su temperatura a 52°C, temperatura óptima para el proceso de la centrífuga. De aquí, la leche entra nuevamente al pasteurizador con una temperatura de 48°C y eleva su temperatura a 60°C en la segunda etapa de regeneración, temperatura necesaria para poder entrar al homogeneizador. La leche vuelve a entrar al intercambiador de calor a una temperatura de 56°C desde el homogeneizador a la etapa de calentamiento final, en donde se alcanza la temperatura de pasteurización de 72°C. En la parte superior del intercambiador, entra el agua calentada con la tecnología solar a una temperatura de 85°C, mientras que abandona el intercambiador a una temperatura de 76°C. Por otro lado, ingresa la leche caliente, recién salida del tubo de retención, para recuperar parte de su energía en los distintos procesos regenerativos.

4.3.3 Balance térmico del proceso de pasteurización

4.3.3.1 Balance en el equipo pasteurizador

Dadas las temperaturas necesarias del proceso de pasteurización, se puede realizar el balance térmico de las transferencias dentro del intercambiador de calor para poder establecer el flujo de agua caliente y la energía necesaria para poder satisfacer los requerimientos del proceso. Los detalles del balance de calor pueden verse en el anexo 3: Balance de calor del proceso de pasteurización de leche.

Características de los flujos de proceso:

- Flujo de leche fresca: 2000 [kg/hr]
- Flujo de leche pasteurizada: 2000 [kg/hr]
- Flujo de agua caliente: 2900 [kg/hr]

Características de los fluidos de proceso:

- Calor específico de la leche fresca: 3,85 [kJ/kg°C]
- Calor específico de la leche pasteurizada: 3,70 [kJ/kg°C]
- Calor específico del agua: 4,2 [kJ/kg°C]

Balance de calor de 1ra Regeneración:

- Temperatura de entrada leche fresca: 4°C
- Temperatura de salida leche fresca: 56°C
- Temperatura de entrada leche pasteurizada: 64°C
- Temperatura de salida leche pasteurizada: 12°C
- Transferencia de calor total: 111 KWh

Balance de calor de 2da Regeneración:

- Temperatura de entrada leche fresca: 54°C
- Temperatura de salida leche fresca: 62°C
- Temperatura de entrada leche pasteurizada: 72°C
- Temperatura de salida leche pasteurizada: 64°C
- Transferencia de calor total: 17.24 KWh

Balance de calor de la etapa de calentamiento:

- Temperatura de entrada leche fresca: 60°C
- Temperatura de salida leche fresca: 74°C
- Temperatura de entrada agua: 72°C
- Temperatura de salida agua: 64°C
- Transferencia de calor total: 30.4 KWh

4.3.3.2 Balance térmico del proceso de calentamiento de agua

La otra cara de la pasteurización es el proceso de calentamiento de agua. Para calcular la cantidad de energía necesaria para calentar el agua es necesario poder saber la temperatura de agua de la red local de agua. La herramienta SAM calcula la temperatura de la red local de agua basándose en una correlación con la temperatura de aire local utilizada en la "Building America Benchmark". Este algoritmo se describe en el texto "Towards Development of an Algorithm for Mains Water Temperature". Estos datos son entregados por el programa y el modelo. En este caso la temperatura promedio en el año es de 17°C. Por otro lado la temperatura que se necesita que alcance el agua es de 85°C desde el sistema de calentamiento, para que llegue a una temperatura de 84°C al pasteurizador a un flujo de 2900 litros por hora. Con esto el balance es:

Balance de calor para el proceso de calentamiento de agua:

- Temperatura de agua de la red loca: 16°C
- Temperatura necesaria de agua caliente: 85°C
- Calor específico del agua: 4,2 [kJ/kg°C]

- Flujo de agua caliente: 2900 [kg/hr]
- Transferencia de calor total:
 - 233,45 kWh cada hora
 - 340,837 MWh año

Dado que las calderas poseen una eficiencia dada, la energía total necesaria será mayor. Considerando que la caldera posee una eficiencia de 85% la energía total necesaria a consumir por la caldera para el proceso de pasteurización de leche alcanzará los 400 MWh al año.

5 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS

Como ya se especificó el proceso se simulará en tres escenarios diferentes que a su vez se dividen en varios casos diferentes. Estas simulaciones se realizan en las ciudades de Santiago y Concepción. El proceso se considera activo los 365 días del año consumo base total en combustible fósil es de 400MWh al año con una eficiencia de caldera de 85%. Los colectores que se utilizan son del tipo de tubos al vacío con un sistema que incluye un tanque de almacenamiento solar y un sistema auxiliar. En este caso se considera que el tanque auxiliar es la misma caldera, por lo que el agua calentada por el sistema solar pasa a este equipo de ser necesario, para poder alcanzar la temperatura requerida por el proceso. Se consideran precios de mercado para calcular los costos de instalación, y para calcular el ahorro económico debido a las menores compras de combustible se utilizan precios reales para el diesel y gas natural suponiendo un aumento porcentual anual de precio dado por el IPC.

5.1 Definición de los escenarios de simulación

Las simulaciones se dividieron en tres grandes escenarios que muestran la sensibilidad de distintas variables escogidas para las simulaciones. Las variables y los escenarios configurados se especifican a continuación. Para revisar la configuración técnica y económica de cada caso en el módulo SWH de la herramienta SAM para replicar las simulaciones revisar el anexo 6: Configuración técnico económica de la simulación.

Escenarios y casos de simulación

Los escenarios de simulación se denominan y muestran las características que se describen a continuación:

Escenario de horarios de despacho: se refiere al periodo de tiempo en el cual existe un flujo de agua caliente solar hacia el proceso. En este escenario el horario en que comienza el proceso varía, lo que cambiará las características del sistema solar. Para este escenario se mantuvieron fija la energía requerida por el proceso en 400MWh al año y la fracción solar en un 70% de la energía requerida por el proceso, es decir el sistema solar ahorra 280MWh al año. Los distintos horarios de despacho que se escogieron son:

1. Horario de despacho de 8am: desde las 8 hrs. am hasta las 12 hrs. pm
2. Horario de despacho de 10am: desde las 10 hrs. am hasta las 14 hrs. pm
3. Horario de despacho de 12pm: desde las 12 hrs. pm hasta las 16 hrs. pm
4. Horario de despacho de 14pm: desde las 14 hrs. pm hasta las 18 hrs. pm

Escenario de fracción solar: la fracción solar es la cantidad de energía bruta del proceso que es ahorrada por el sistema solar, definida como la cantidad de energía necesaria, incluyendo la eficiencia de la caldera. Este escenario supone que la energía que se espera ahorrar con el sistema solar puede variar, lo cual a su vez varía las características del campo solar. Para este escenario se mantuvo fijo el horario de

despacho a las 12pm y la energía requerida en 400MWh al año. Las distintas fracciones solares que se escogieron son:

1. Fracción solar de 80%: el sistema solar ahorra 320MWh al año.
2. Fracción solar de 70%: el sistema solar ahorra 280MWh al año.
3. Fracción solar de 60%: el sistema solar ahorra 240MWh al año.

Escenario de energía requerida: cantidad de energía bruta que requiere el proceso, considerando la eficiencia de la caldera. Este escenario supone que la energía requerida puede variar, lo cual requerirá una variación del campo solar, lo cual puede variar las prestaciones y el comportamiento del campo solar. Para este escenario se mantuvo fijo el horario de despacho a las 12pm y la fracción solar se mantuvo en un 70%. Las distintas energías requeridas que se escogieron son:

1. Energía requerida 200MWh al año: sistema solar ahorra 140MWh al año
2. Energía requerida 800MWh al año: sistema solar ahorra 560MWh al año
3. Energía requerida 1.200MWh año: sistema solar ahorra 840MWh al año

5.2 Alcances y presentación de resultados

5.2.1 Alcances y presentación de resultados técnico-energéticos

Los resultados de la simulación del campo solar, tomando como proceso de referencia la pasteurización de leche, se muestran en el presente capítulo. Los resultados se dividirán en 5 secciones diferentes para mayor claridad de la presentación. Las secciones son:

- Resultados técnicos
- Resultados térmicos
- Resultados de radiación incidente y calor transmitido
- Resultados energéticos

5.2.1.1 Resultados técnicos

Los resultados técnicos del sistema solar se refieren al dimensionado del campo solar y a los índices de rendimiento del campo solar. El campo solar se define como el espacio ocupado por la instalación de los colectores y el resto de los equipos que componen el sistema solar, por lo que este estará compuesto por el número de colectores y el tanque solar. En esta sección se presentarán las siguientes características según los resultados para los distintos casos especificados y las ciudades incluidas en el análisis:

- **Dimensionado del campo solar:**
 - Número de colectores: cantidad de colectores solares que configuran el campo solar.
 - Tamaño del tanque solar: capacidad máxima en m³ que del tanque de almacenamiento.
- **Índices de rendimiento:**
 - Factor de planta: cociente entre la energía efectivamente generada por la tecnología solar y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga en el periodo de un año.

- Relación kWh/kWt: cociente entre la energía efectivamente generada por la tecnología solar en kWh y la capacidad instalada del campo solar en kWt (kilowatts térmicos)

5.2.1.2 Resultados térmicos

En la sección de resultados térmicos se mostrarán los datos referidos a las temperaturas encontradas al interior del tanque de almacenamiento solar. Los resultados presentan curvas de temperaturas promedio mensual al interior del tanque y también la curva acumulada de temperatura. La curva acumulada de temperatura muestra, en cada punto de la curva, las horas que cierta temperatura iguala y supera al interior del tanque de almacenamiento, lo cual entrega una aproximación al tiempo en horas al año en el cual se alcanza cierta temperatura.

5.2.1.3 Resultados de radiación incidente y calor transmitido

Los resultados de rendimiento muestran la radiación incidente, y por lo tanto disponible del sol, la energía que es entregada directamente al agua al interior del tanque de almacenamiento solar, y el cociente entre estas dos características que se denominará *cociente de transmisión de energía*. Las características que se mostrarán serán entonces:

- **Radiación solar incidente:** cantidad total de radiación global incidente sobre el área bruta del colector.
- **Calor transmitido al tanque:** cantidad de energía térmica convertida por el colector que es transferida al tanque de almacenamiento.

5.2.1.4 Resultados energéticos

Los resultados energéticos se refieren a la energía requerida por el proceso, la energía ahorrada por el sistema solar, al uso de la energía auxiliar. En concreto, las características que se comparan son:

- **Energía requerida por el proceso:** energía requerida para calentar el agua proveniente directamente de la red de agua loca a la temperatura requerida por el sistema con una caldera que utiliza combustibles fósiles con un rendimiento del 85%.
- **Energía ahorrada por el sistema solar:** energía total ahorrada por el sistema que se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Energía ahorrada} = (\text{auxiliar sin sistema solar} - \text{auxiliar con sistema solar}) \quad (5-1)$$
- **Energía extraída del sistema auxiliar en la presencia del sistema solar:** energía necesaria para calentar el agua proveniente del tanque de almacenamiento a la temperatura requerida por el sistema.

5.2.1.5 Presentación de resultados

Para minimizar la cantidad de datos presentados para cada sección del presente capítulo se mostraron resultados mensuales en gráficos. Los datos mensuales para los distintos datos presentados se encuentran en el anexo 8: Resultados técnico-energéticos.

5.2.2 Alcances y presentación de resultados económicos

Los resultados de la simulación del campo solar, tomando como proceso de referencia la pasteurización de leche, se muestran en el presente capítulo.

- Costos de instalación
- Beneficios del sistema
- Rentabilidad y factibilidad
- Ahorro económico

Los alcances de estas secciones se explican a continuación.

5.2.2.1 Costos de instalación

Los costos de instalación estarán referidos al costo total de la compra de la cantidad de colectores, del tanque de almacenamiento solar y el resto de los gastos referidos a la instalación del campo solar. Estos costos dependerán del tamaño del campo solar. Se calculan sin y con IVA

5.2.2.2 Beneficios del sistema

Los beneficios del sistema será el balance entre los gastos totales y los ingresos totales. Los gastos totales se calculan con la siguiente ecuación:

$$\text{Gastos totales} = \text{Costos operacionales} + \text{Cuota financiera total} \quad (5-2)$$

Los ingresos totales se calcular con la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos totales} = \text{energía ahorrada} \times \text{precio combustible} \quad (5-3)$$

Como se observa en la ecuación anterior los ingresos dependerán del precio del combustible que se esté ahorrando.

5.2.2.3 Rentabilidad y factibilidad

En la sección de rentabilidad se analizaran los siguientes datos:

- Rentabilidad sobre inversión propia: esta rentabilidad se calcula con la siguiente ecuación

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Beneficios totales}}{\text{inversión propia}} \div \text{periodo de proyecto} \quad (5-4)$$

- Retorno en año: cantidad de tiempo en años que los beneficios igualan a la inversión total del proyecto.
- VAN: valor actual neto del proyecto considerando la totalidad del flujo de caja.
- TIR: tasa interna de retorno, tasa máxima para la cual el proyecto será factible.

5.2.2.4 Ahorro económico

El ahorro económico se calcula como la diferencia entre el costo de cada kWh generado con energía solar a lo largo del proyecto y el costo de cada kWh generado con combustibles fósiles. Para calcular esto es necesario calcular un índice llamado

Costo Nivelizado de la Energía (CEN). El costo nivelizado de la energía es una manera de traer a valor presente el costo de generar o en este caso ahorrar cierta cantidad de energía. Se calcular con la siguiente ecuación:

$$CEN = [VAN(gastos\ totales) + inversión\ propia]/VAN(energía\ ahorrada) \quad (5-5)$$

Mientras este valor sea menor al precio de compra de los combustibles se encontrarán ahorros. El cálculo del ahorro económico se realizar con la siguiente ecuación:

$$Ahorro = \frac{(CEN - PrecioCombustible)}{PrecioCombustible} \times 100 \quad (5-6)$$

5.2.2.5 Presentación de resultados

Para minimizar la cantidad de datos presentados para cada sección del presente capítulo se mostraron los resultados más relevantes. Los datos mensuales de los resultados económicos se pueden revisar en el anexo 9: Resultados económicos. Para un ejemplo del flujo de caja de un proyecto revisar el anexo 10: Ejemplo de flujo de caja.

6 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 Resultados técnico energéticos

Los resultados técnico-energéticos muestran los resultados de desempeño que arrojaron las simulaciones sobre los distintos escenarios. En esta sección se muestran estos datos para su posterior análisis.

6.1.1 Resultados escenario de horario de despacho

En esta sección se muestran los resultados de la simulación con distintos horarios de despacho. Para estos resultados se mantuvo fija la fracción solar de sistema en 70% y la energía requerida por el proceso en 400 MWh al año. Los resultados para las ciudades de Santiago y Concepción se muestran a continuación:

6.1.1.1 Santiago Resultados técnicos

El resultado del dimensionamiento del campo solar para los distintos horarios de despacho para la ciudad de Santiago arroja los siguientes resultados:

Tabla 6-1: Resultados de dimensionamiento de campo solar por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	8am	10am	12pm	14pm
Número de colectores	59	57	57	58
Tamaño tanque solar m ³	17,3	12,4	10,6	13,05
Factor de planta	22,50%	23,30%	23,30%	22,90%
kWt instalados	141,8	137,0	137,0	139,4
kWh/kWt primer año	1.975	2.045	2.045	2.009

En la tabla se observa que el número de colectores disminuye a medida que el horario de despacho se acerca al medio día y vuelve a subir en horarios de despacho más atrasados. El valor máximo es de 59 colectores y se alcanza en el horario de las 8am, este valor se minimiza entre las 10am y las 12pm con 57 colectores, para luego volver a aumentar durante el horario de las 14pm con 58 colectores. Un fenómeno similar se puede observar para el tamaño del tanque solar. También es posible observar que el factor de planta va aumentando desde los horarios de despacho más tempranos comenzando con un valor 22.5% a las 8am, para luego subir hacia los horario más atrasados hasta que se maximiza en los horarios de las 10am hasta las 12pm con un valor de 23.3%, para luego volver a disminuir en el horario de las 14pm con un valor de 22.9%.

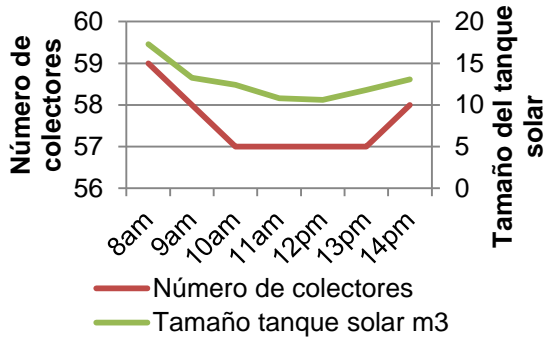


Gráfico 6-1: Número de colectores y tamaño del tanque vs horario de despacho, Santiago

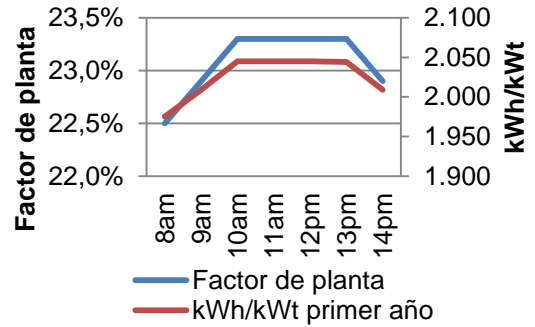


Gráfico 6-2: Factor de planta y kWh/kWt vs horario de despacho, Santiago

Radiación incidente y calor transmitido al tanque

Los resultados totales de la radiación mensualmente recibida por el conjunto de los colectores solares se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que las curvas radiación recibida muestran un perfil casi idéntico, mostrando lo máximos durante el mes de enero con valores que rondan los 55MW y los valores mínimos se encuentran en el mes de junio, con valores que rondan los 19MW en ese mes.

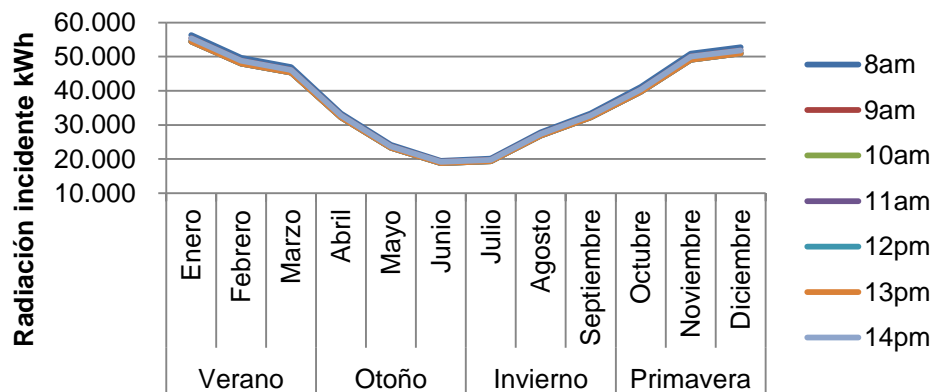


Gráfico 6-3: Radiación incidente mensual por horario de despacho, Santiago

Los resultados del calor transmitido al tanque solar se muestran en el gráfico a continuación. Las transmisiones máximas se dan durante el verano, encontrándose las transmisiones máximas durante el mes de enero con valores que rondan los 30.000 kW para todos los horarios de despacho, por otro lado los valores mínimos se encuentran en los meses de junio y julio con valores que rondan los 11.000 kW.

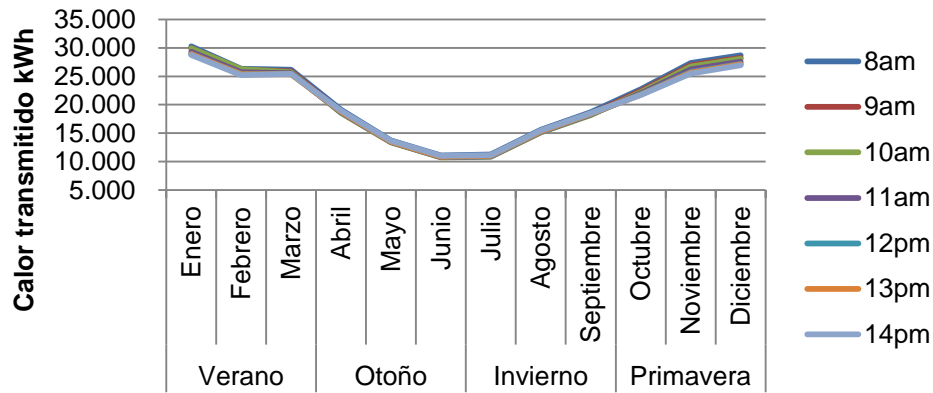


Gráfico 6-4: Calor transmitido al tanque mensual por horario de despacho, Santiago

Resultados térmicos

El gráfico a continuación que muestra las curvas de las temperaturas promedio para cada horario de despacho en cada mes. En él es posible observar que las curvas tienen perfiles bastante similares entre sí, pero en distintos niveles de temperatura. Para los horarios de despacho más atrasados se encuentra que las curvas de temperatura promedio van bajando. Las temperaturas mínimas se encuentran en el mes de junio con valores 51,6°C y 41°C para los horarios de despacho de las 8am y 14pm respectivamente, mientras que las temperaturas máximas se muestran en el mes de enero con valores de 91,3°C y 68,6°C para los horarios de despacho de las 8am y 14pm respectivamente.

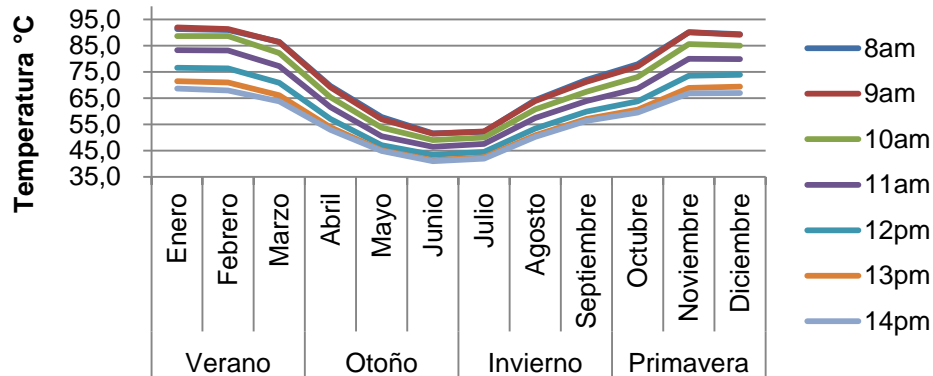


Gráfico 6-5: Temperatura promedio mensual por horario de despacho, Santiago

Resultados energéticos

La energía anual ahorrada por el sistema solar, extraída del sistema auxiliar y requerida por el proceso para la ciudad de Santiago se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-2: Balance energético en kWh por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	8am	10am	12pm	14pm
Energía auxiliar	120.000	119.977	119.968	119.998
Energía Ahorrada	280.481	280.506	280.515	280.486
Energía requerida	400.481	400.482	400.483	400.484

La energía requerida por el proceso será fija para cada día e igual a 1.100 kWh aproximadamente. Debido a esto la energía requerida mensualmente dependerá del número de días que haya en cada mes. La energía requerida no dependerá del horario de despacho, por lo que será igual para cada uno de estos.

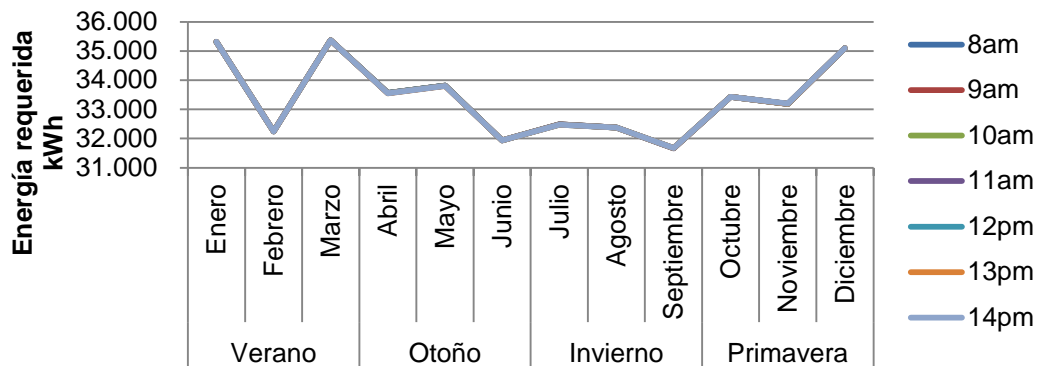


Gráfico 6-6: Energía requerida mensual por horario de despacho, Santiago

Los resultados de la energía ahorrada mensualmente por el sistema solar se muestran en el siguiente gráfico. Se observa claramente que la energía ahorrada se maximiza en los meses diciembre y enero con valores sobre los 30.000 kW-mes para todos los horarios de despacho, mientras que los valores mínimos se alcanzan durante el mes de junio, con valores que superan por poco los 14.000 kW-mes, lo que significa menos de la mitad de la energía ahorrada en los meses de enero y febrero.

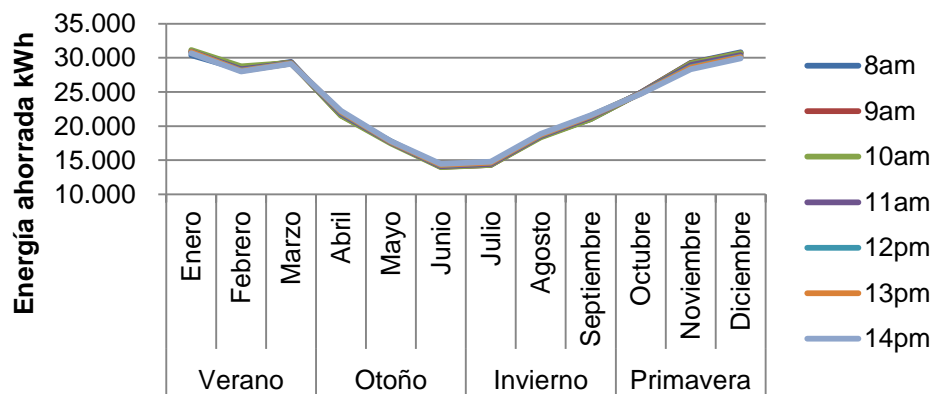


Gráfico 6-7: Energía ahorrada mensualmente por horario de despacho, Santiago

Los resultados mensuales de la energía extraída del sistema auxiliar se muestran en el gráfico a continuación. Nuevamente se puede observar que los perfiles de energía para cada horario de despacho se mantienen casi idénticos. La energía extraída se maximiza durante los meses de invierno, llegado a un valor máximo que ronda los

18.000 kWh durante julio, mientras que se minimiza durante los meses de verano, alcanzando valores bajo los 5.000kWh desde noviembre hasta febrero.

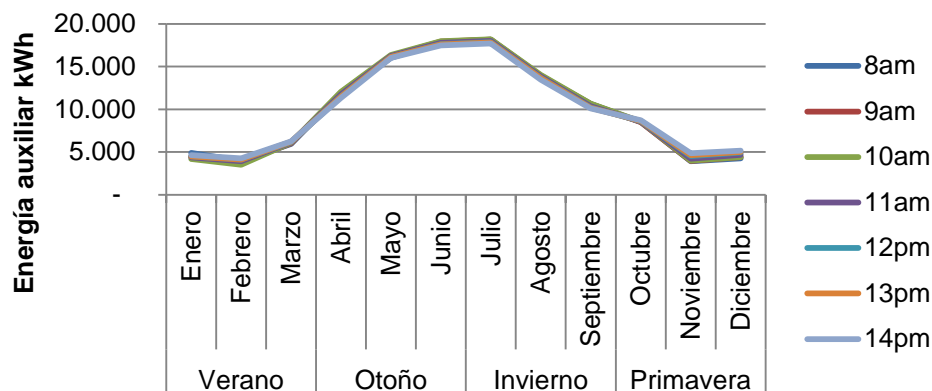


Gráfico 6-8: Energía auxiliar mensual en kWh por horario de despacho, Santiago

6.1.1.2 CONCEPCIÓN

Resultados técnicos

El resultado del dimensionamiento del campo solar para los distintos horarios de despacho para la ciudad de Santiago arroja los siguientes resultados:

Tabla 6-3: Resultados de dimensionamiento de campo solar por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	10am	12pm	14pm
Número de colectores	70	67	67	68
Tamaño tanque solar m ³	21,75	18	11,75	14,75
Factor de planta	19,00%	19,90%	19,90%	19,60%
kWt instalados	168,2	161,0	161,0	163,4
kWh/kWt primer año	1.665	1.740	1.740	1.714

Dados los resultados podemos observar que el número de colectores disminuye a medida que se aumenta el horario de despacho, comenzando con un valor máximo de 70 colectores en el horario de las 8 am, luego minimizando su valor entre los horario de 10am hasta las 13pm con 67 colectores, y finalmente vuelve a subir en el horario de las 14pm con un valor de 68 colectores. También es posible observar que el factor de planta va aumentando desde el horario de despacho de las 8am con un valor de 19%, para luego aumentar hacia los horario del mediodía hasta que se maximiza en los horarios de las 10am hasta las 13pm con un valor de 19.9%, para luego volver a disminuir en el horario de las 14pm con un valor de 19.6%. Estos resultados pueden observarse mejor en los siguientes gráficos:

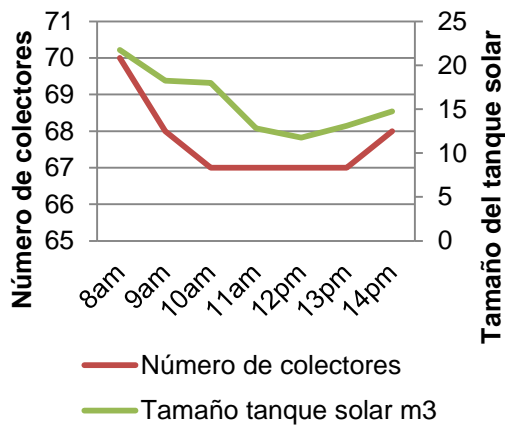


Gráfico 6-9: Colectores y tamaño del tanque vs horario de despacho, Concepción

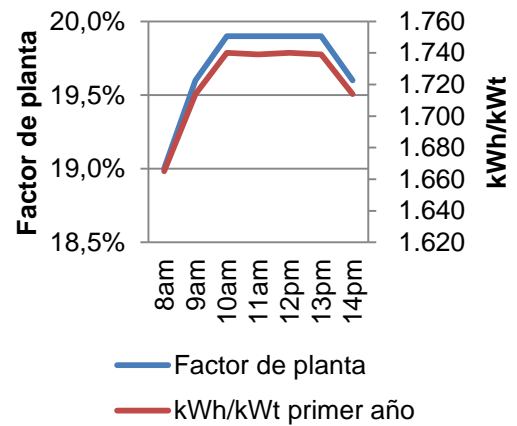


Gráfico 6-10: Factor de planta y kWh/kWt vs horario de despacho, Concepción

Resultados térmicos

El gráfico a continuación muestra las curvas de las temperaturas promedio para cada horario de despacho en cada mes. Se observa que las curvas tienen perfiles bastante similares entre sí, a distintos niveles de temperatura. Para los horarios de despacho más atrasados las curvas de temperatura van bajando, mientras que las curvas vuelven a ser muy parecidas durante los meses de invierno. Las temperaturas mínimas se encuentran en el mes de junio con valores 46°C y $37,4^{\circ}\text{C}$ para los horarios de despacho de las 8am y 14pm respectivamente, mientras que las temperaturas máximas se muestran en el mes de enero con valores de 91°C y $71,9^{\circ}\text{C}$ para los horarios de despacho de las 8am y 14pm respectivamente.

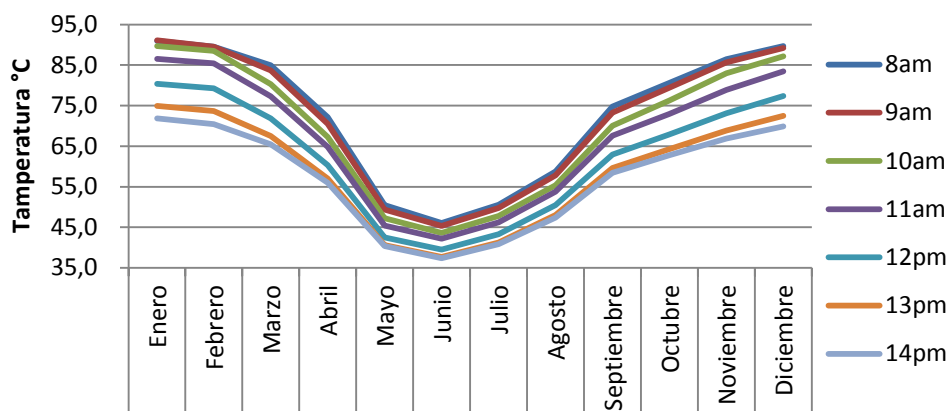


Gráfico 6-11: Temperatura promedio mensual por horario de despacho, Concepción

Radiación incidente y calor transmitido al tanque

Los resultados totales de la radiación recibida por el conjunto de los colectores solares se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que las curvas radiación muestran un perfil casi idéntico, mostrando máximos durante enero con valores sobre los 60MWh mientras que los valores mínimos se encuentran junio, con valores que bajo los 18MWh. Las radiaciones máximas para la ciudad de Concepción sobrepasan las radiaciones incidentes máximas para la ciudad de Santiago, lo cual explica debido a

que los campos solares de la ciudad sureña poseen mayor cantidad de colectores solares que la ciudad de la zona centro.

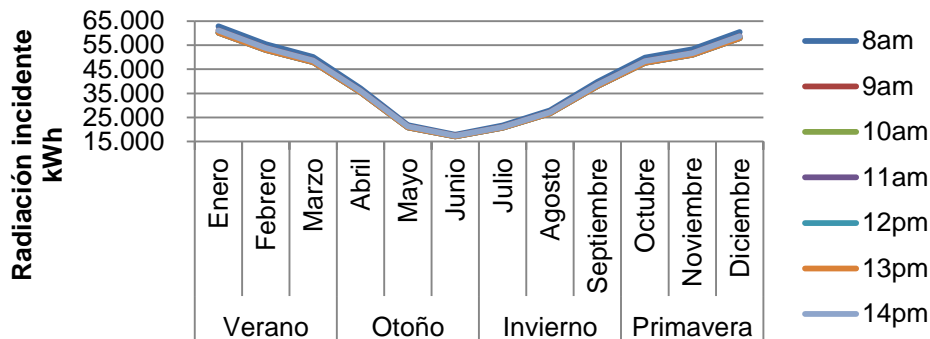


Gráfico 6-12: Radiación incidente mensual por horario de despacho, Concepción

Los resultados mensuales del calor transmitido al tanque solar se muestran en el gráfico a continuación. Las transmisiones máximas se dan durante enero con valores que rondan los 30.000 kW-mes para todos los horarios de despacho, mientras que los mínimos se encuentran en junio y julio con valores que bajan de los 10.000 kW-mes.

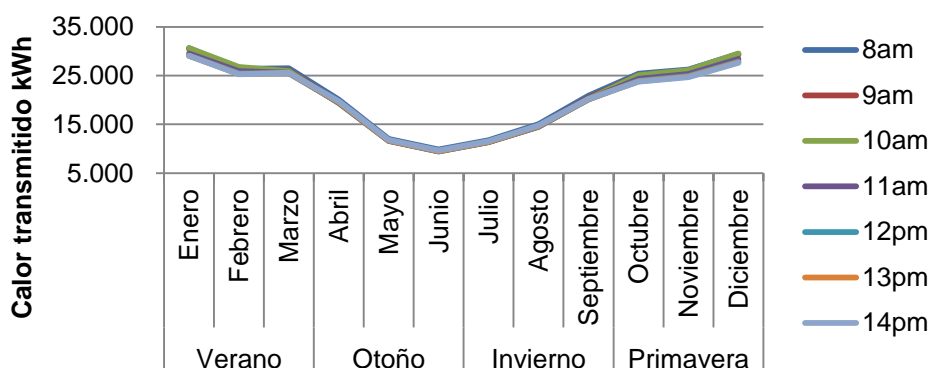


Gráfico 6-13: Calor transmitido al tanque mensual por horario de despacho, Concepción

Resultados energéticos

La energía anual ahorrada por el sistema solar, extraída del sistema auxiliar y requerido por el proceso para la ciudad de Concepción se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-4: Balance energético en kWh por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Energía auxiliar	119.606	120.414	119.583	119.633	119.581	119.607	119.632
Energía ahorrada	280.456	280.479	280.480	280.431	280.484	280.458	280.433
Energía requerida	400.062	400.893	400.063	400.064	400.064	400.065	400.065

La energía requerida por el proceso será fija para cada día e igual a 1.100 kWh aproximadamente. Debido a esto la energía requerida mensualmente dependerá del número de días que haya en cada mes. La energía requerida no dependerá del horario de despacho, por lo que será igual para cada uno de estos. Los datos de energía requerida estacional se muestran en la tabla a continuación:

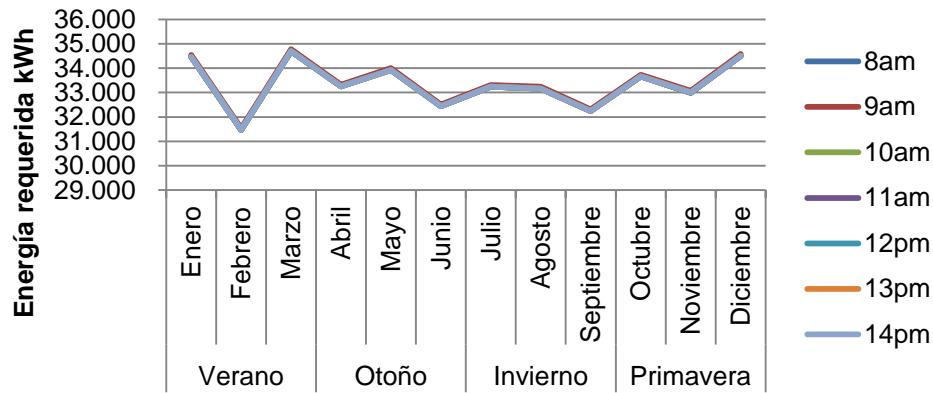


Gráfico 6-14: Energía requerida mensual por horario de despacho, Concepción

Como se vio para el caso de la ciudad de Santiago, para cada horario de despacho se mantiene la relación entre la energía anualmente ahorrada por el sistema solar y la energía requerida anualmente por el proceso ya que se mantuvo fija la fracción solar. Sin embargo la generación de energía del sistema solar es variable durante el año. Los resultados de la energía ahorrada mensualmente por el sistema solar se muestran en el siguiente gráfico. En él es posible observar que el perfil de la energía ahorrada por el sistema es idéntico para cada horario de despacho, mostrando curvas similares a las curvas de temperatura. Se observa claramente que la energía ahorrada se maximiza en los meses de diciembre y enero con valores sobre los 30.000kWh para todos los horarios de despacho, mientras que los valores mínimos se alcanzan durante el mes de junio, con valores que rondan los 13.000kWh, lo que significa menos de la mitad de la energía ahorrada en los meses de enero y febrero.

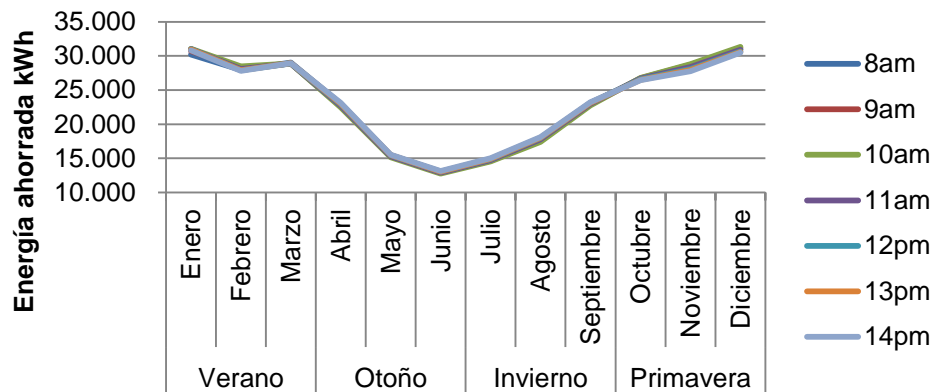


Gráfico 6-15: Energía ahorrada mensualmente por horario de despacho, Concepción

Dado que la energía ahorrada por el sistema solar nunca alcanza el 100% es necesario extraer energía de un sistema auxiliar. En la siguiente tabla se muestra los resultados de la energía auxiliar extraída para cada estación del año. Los resultados mensuales de la energía extraída del sistema auxiliar se muestran en el gráfico a continuación. Nuevamente se puede observar que los perfiles de energía para cada horario de despacho se mantienen casi idénticos. La energía extraída se maximiza durante junio, llegando a un valor máximo que casi alcanza los 20.000kWh, mientras que se minimiza durante los meses de verano, alcanzando valores que rondan los 4.000kWh desde noviembre hasta febrero.

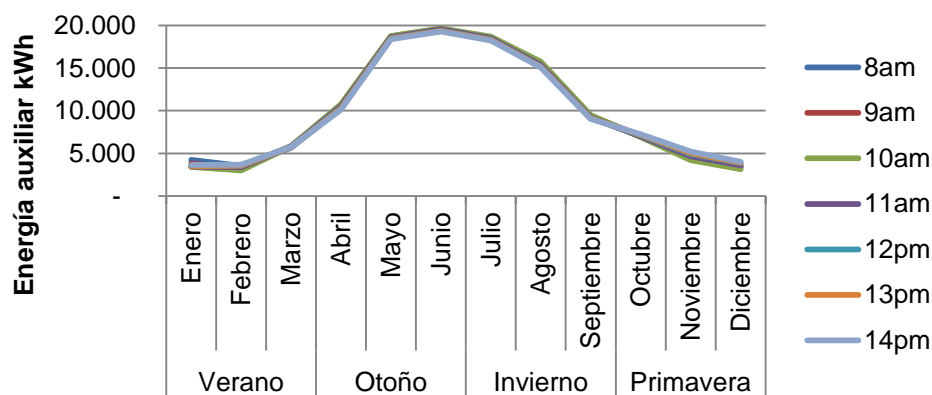


Gráfico 6-16: Energía auxiliar mensual en kWh por horario de despacho, Concepción

6.1.2 Resultados escenario de fracciones solares

En esta sección se muestran resultados de la simulación de campos solares con distintas fracciones solares. Para estos resultados se mantuvo fijo el horario de despacho a las 12pm y la energía requerida por el proceso en 400MWh al año con resultados para las ciudades de Santiago y Concepción.

6.1.2.1 Santiago Resultados técnicos

El resultado del dimensionamiento del campo solar para las distintas fracciones solares para la ciudad de Santiago arroja los siguientes resultados:

Tabla 6-5: Resultados de dimensionamiento de campo solar por fracción solar, Santiago

Fracción solar	80%	70%	60%
Número de colectores	78	57	45
Tamaño tanque solar m3	14,1	10,6	5,375
Factor de planta	19,50%	23,30%	25,30%
kWt instalados	187,4	137,0	108,1
kWh/kWt primer año	1.708	2.045	2.220

Dados estos resultados podemos observar que el número de colectores disminuye a medida que la fracción solar disminuye desde un valor máximo de 99 colectores para una fracción solar del 85%, hasta minimizar su valor para la fracción solar de 60% con 45 colectores. Por otro lado podemos observar que el factor de planta aumenta a medida que la fracción solar disminuye desde un valor mínimo de 16% para una fracción solar del 85%, hasta maximizar su valor para la fracción solar de 60% con un 25.3%. Para ambos indicadores se encuentra que el aumento marginal de sus valores va disminuyendo a medida que se reduce la fracción solar, por lo que tienden a estabilizarse a medida que esta disminuye.

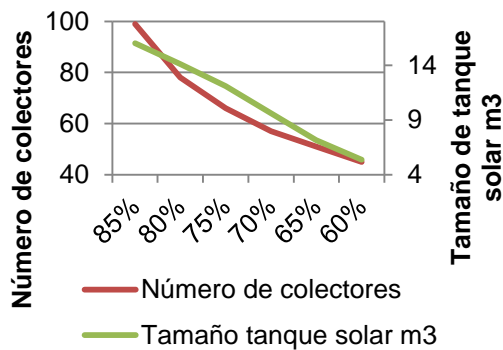


Gráfico 6-17: Número de colectores y tamaño del tanque vs fracción solar, Santiago

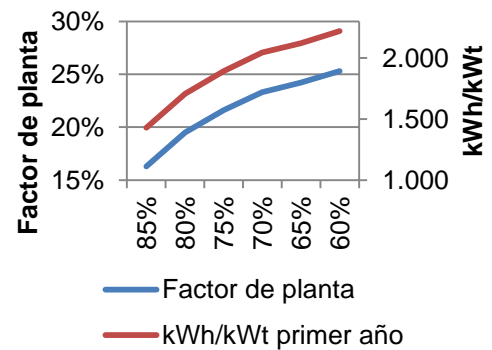


Gráfico 6-18: Factor de planta y kWh/kWt vs factor de planta, Santiago

Resultados térmicos

El gráfico a continuación que muestra las curvas de las temperaturas promedio para cada horario de despacho en cada mes. En él es posible observar que las curvas tienen perfiles bastante similares entre sí, pero en distintos niveles de temperatura. Se observa que las curvas de temperatura van separándose más entre sí a medida que aumenta la fracción solar. Las temperaturas máximas se encuentran durante el mes de enero con valores de 93,8°C y 68,4°C para las fracciones solares de 85% y 60% respectivamente, mientras que los valores mínimos se encuentran en el mes de junio con valores de 56,5°C y 38,2°C para las fracciones solares de 85% y 60% respectivamente.

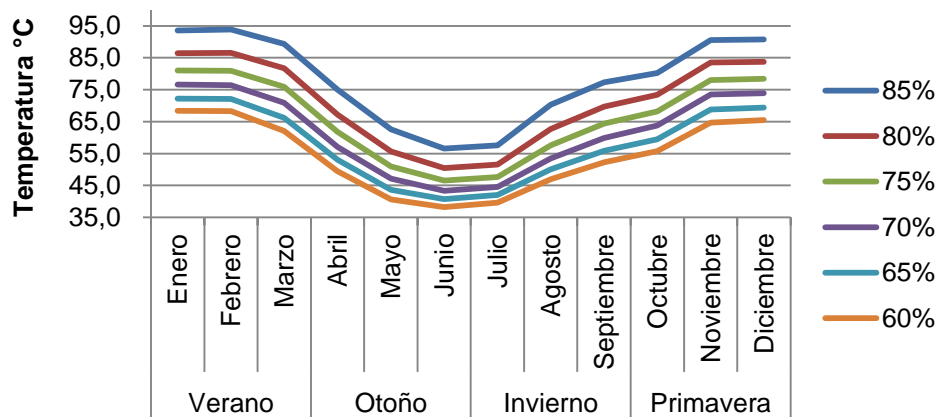


Gráfico 6-19: Temperatura promedio mensual por fracción solar, Santiago

Radiación incidente y calor transmitido al tanque

Los resultados totales de la radiación mensualmente recibida por el conjunto de los colectores solares se muestran en el gráfico a continuación. En él es posible observar que las curvas radiación recibida por el conjunto de colectores van subiendo a medida que aumenta la fracción solar. Los valores de radiación máximos se encuentran en el mes de enero, con un valor de 94.538kWh y 42.972kWh para la fracción solar de 85% y 60% respectivamente. Los valores mínimos se encuentran en junio con un valor de 32.718kWh y 14.872kWh para la fracción solar de 85% y 60% respectivamente.

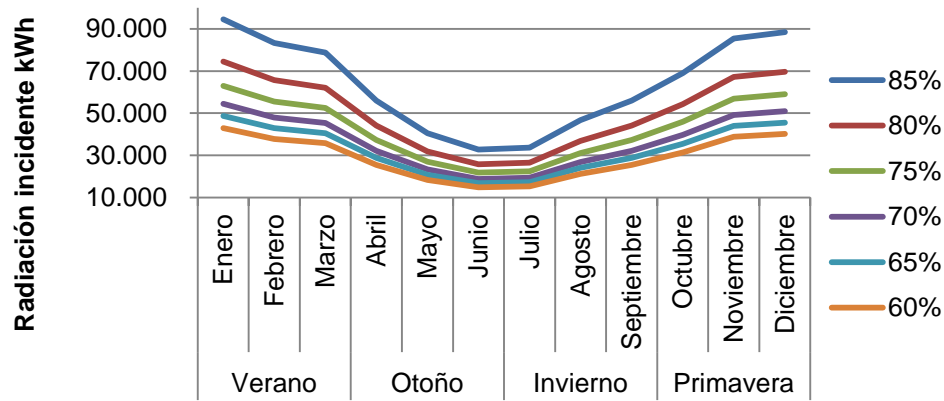


Gráfico 6-20: Radiación incidente mensual por fracción solar, Santiago

Los resultados mensuales del calor transmitido al tanque solar se muestran en el gráfico a continuación. En él es posible observar que las curvas del calor transmitido al tanque de almacenamiento muestran un perfil casi idéntico entre sí, sin embargo muestran otra vez la proporcionalidad dada por el tamaño del campo solar. Las transmisiones de calor máximas se dan en enero con un valor de 32.948kWh y 24.152kWh para la fracción solar de 85% y 60% respectivamente. Los valores de transmisión de calor mínimo se dan en el mes de junio con un valor de 16.725kWh y 9.299kWh para la fracción solar de 85% y 60% respectivamente.

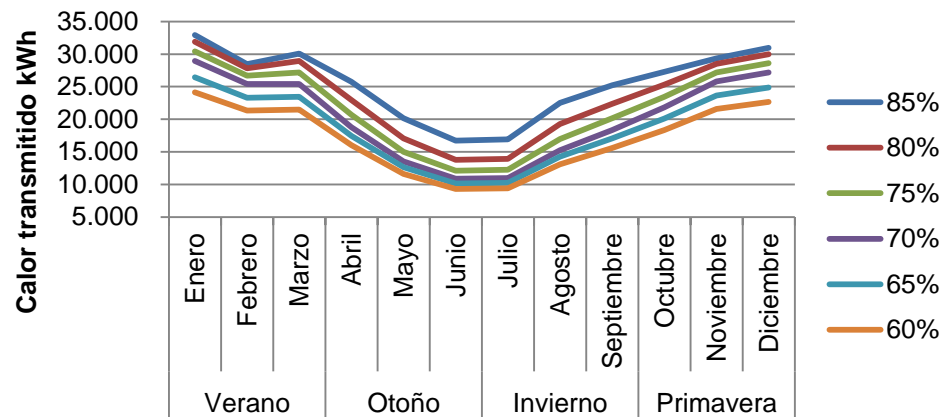


Gráfico 6-21: Calor transmitido al tanque mensual por fracción solar, Santiago

Resultado energético

La energía total ahorrada por el sistema solar, la energía extraída del sistema auxiliar y la energía requerida por el proceso para cada fracción solar para el total del año para la ciudad de Santiago se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-6: Balance energético anual en kWh por fracción solar, Santiago

Fracción solar	85%	80%	75%	70%	65%	60%
Auxiliar	60.290	80.054	99.904	119.750	139.598	160.386
Ahorrada	340.193	320.429	300.579	280.733	260.885	240.097
Requerida	400.483	400.483	400.483	400.483	400.483	400.483

La energía requerida por el proceso será fija para cada día e igual a 1.100 kWh aproximadamente. Debido a esto la energía requerida mensualmente dependerá del número de días que haya en cada mes. La energía requerida no dependerá de la fracción solar, por lo que será igual para cada una de estas.

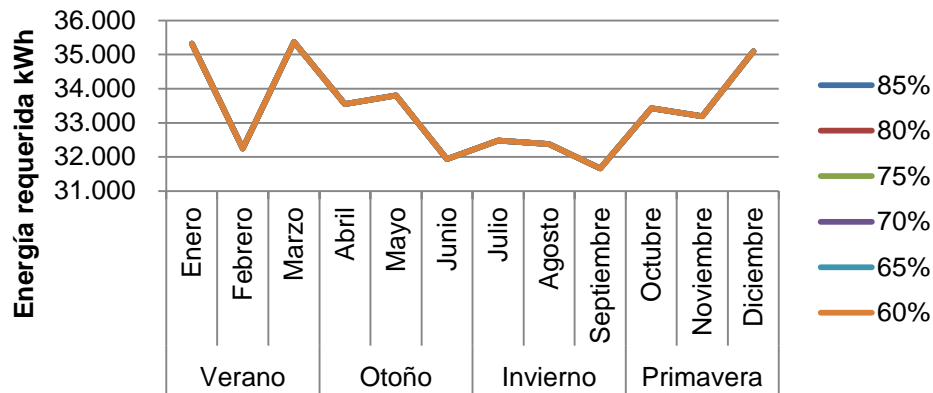


Gráfico 6-22: Energía requerida mensual por fracción solar, Santiago

Como se puede ver para cada horario de despacho se mantiene la relación entre la energía anualmente ahorrada por el sistema solar y la energía requerida anualmente por el proceso ya que se mantuvo fija la fracción solar. Sin embargo la generación de energía del sistema solar es variable durante el año. Los resultados de la energía ahorrada mensualmente por el sistema solar se muestran en el siguiente gráfico. En él es posible observar que a medida que baja la fracción solar la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar va disminuyendo. Las generaciones máximas se encuentran en el mes de enero con valores de 33.786kWh y de 26.143kWh para las fracciones solares de 85% y de 60% respectivamente. Los valores de generación mínima se encuentran en junio con una generación de 19.592kWh y de 12.725kWh para los caso de fracción solar de 85% y 60% respectivamente.

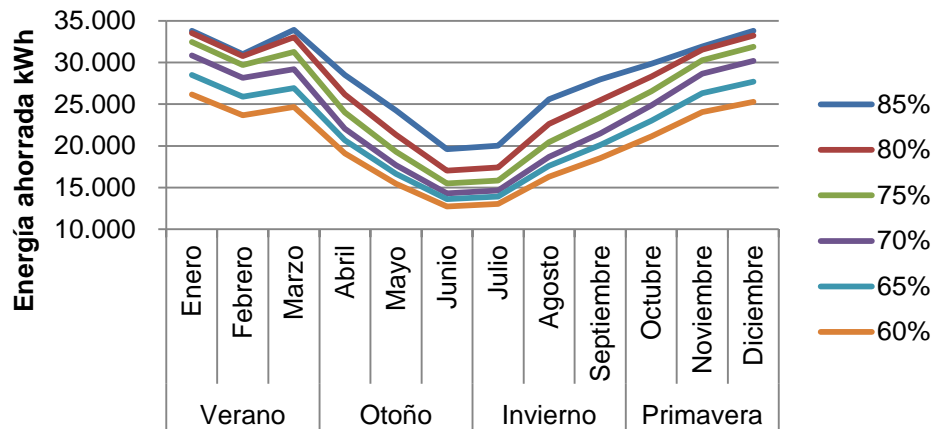


Gráfico 6-23: Energía ahorrada mensual por fracción solar, Santiago

Los resultados mensuales de la energía extraída del sistema auxiliar se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que la energía auxiliar total necesaria va en aumento a medida que baja la fracción solar. Los valores mínimos se encuentran en el mes de enero con un mínimo de 1.530kWh y en febrero con un valor de 8.570kWh para la curva de fracción solar de 85% y 60% respectivamente. Los valores máximos se

encuentran en julio con 12.444kWh y 19.450kWh para la curva de fracción solar de 85% y 60% respectivamente.

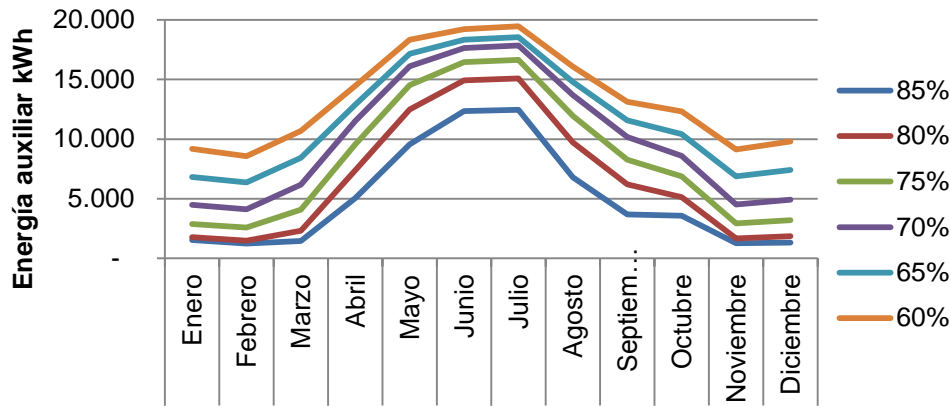


Gráfico 6-24: Energía auxiliar mensual por fracción solar, Santiago

6.1.2.2 Concepción Resultados técnicos

El resultado del dimensionamiento del campo solar para las distintas fracciones solares para la ciudad de Santiago arroja los siguientes resultados:

Tabla 6-7: Resultados de dimensionamiento de campo solar por fracción solar, Concepción

Fracción solar	80%	70%	60%
Número de colectores	96	67	51
Tamaño tanque solar m ³	19,5	11,75	7,125
Factor de planta	15,80%	19,90%	22,40%
kWt instalados	230,7	161,0	122,6
kWh/kWt primer año	1.387	1.740,00	1.959

De estos resultados podemos observar que el número de colectores va disminuyendo a medida que la fracción solar se hace más pequeña desde un valor máximo de 96 colectores para una fracción solar del 80%, hasta minimizar su valor para la fracción solar de 60% con 51 colectores. Por otro lado podemos observar que el factor de planta aumenta a medida que la fracción solar disminuye desde un valor mínimo de 15,8% para una fracción solar del 80%, hasta maximizar su valor para la fracción solar de 60% con un 22,4%. Al igual que el caso de Santiago, para ambos indicadores se encuentra que el aumento marginal de sus valores va disminuyendo a medida que se reduce la fracción solar, por lo que tienden a estabilizarse a medida que esta disminuye. Esto se puede observar mejor en los gráficos a continuación:

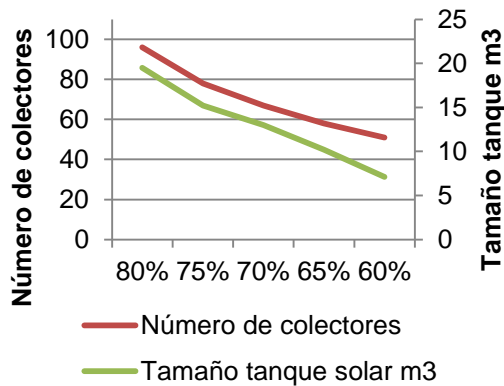


Gráfico 6-25: Número de colectores y tamaño del tanque vs fracción solar, Concepción

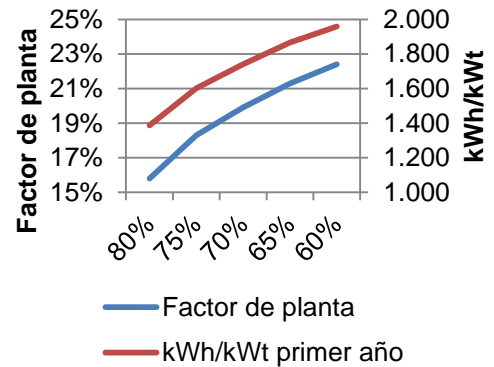


Gráfico 6-26: Factor de planta y kWh/kWt vs fracción solar, Concepción

Resultados térmicos

El gráfico a continuación que muestra las curvas de las temperaturas promedio para cada horario de despacho en cada mes. En él es posible observar que las curvas tienen perfiles bastante similares entre sí, pero en distintos niveles de temperatura. Es notable que las curvas de temperatura promedio vayan separándose más entre sí a medida que aumenta la fracción solar. Las temperaturas máximas se encuentran durante el mes de enero con valores de 91,8°C y 71,2°C para las fracciones solares de 80% y 60% respectivamente, mientras que los valores mínimos se encuentran en el mes de junio con valores de 47,3°C y 34,4°C para las fracciones solares de 80% y 60% respectivamente.

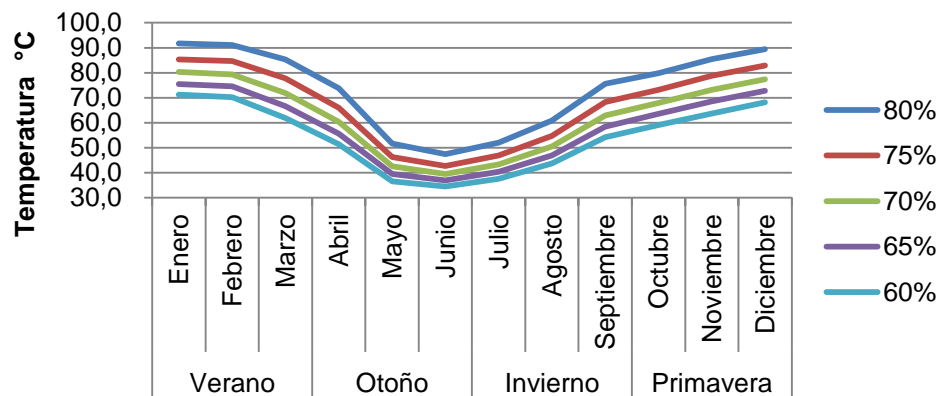


Gráfico 6-27: Temperatura promedio mensual por fracción solar, Concepción

Radiación incidente y calor transmitido al tanque

Los resultados totales de la radiación mensualmente recibida por el conjunto de los colectores solares se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que las curvas radiación recibida por los colectores muestran un perfil van subiendo a medida que aumenta la fracción solar. Los valores de radiación máximos se encuentran en el mes de enero, con un valor de 86.218kWh y 45.803kWh para la fracción solar de 80% y 60% respectivamente. Los valores mínimos se encuentran en junio con un valor de 24.552kWh y 13.043kWh para la fracción solar de 80% y 60% respectivamente.

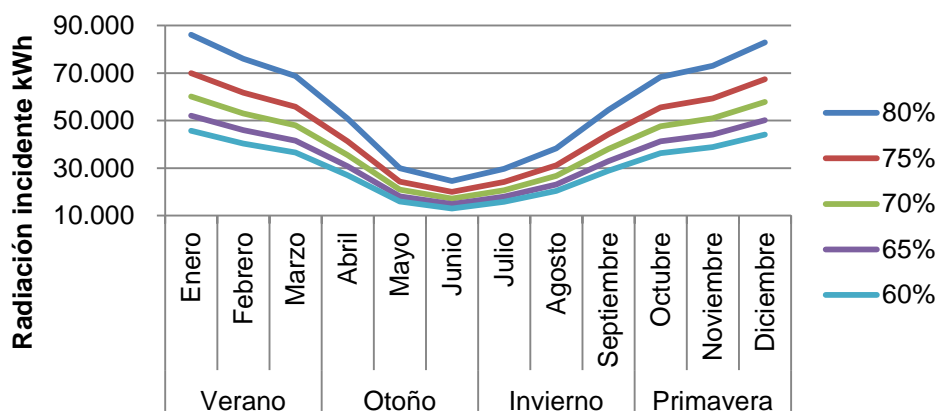


Gráfico 6-28: Radiación incidente mensual por fracción solar, Concepción

Los resultados mensuales del calor transmitido al tanque se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que las curvas del calor transmitido al tanque de almacenamiento muestran un perfil casi idéntico entre si, sin embargo muestran otra vez la proporcionalidad dada por el tamaño del campo solar. Las transmisiones de calor máximas se den en el mes de enero con un valor de 32.935kWh y 25.014kWh para la fracción solar de 80% y 60% respectivamente. Los valores de transmisión de calor mínimo se dan en el mes de junio con un valor de 12.822kWh y 7.877kWh para la fracción solar de 80% y 60% respectivamente.

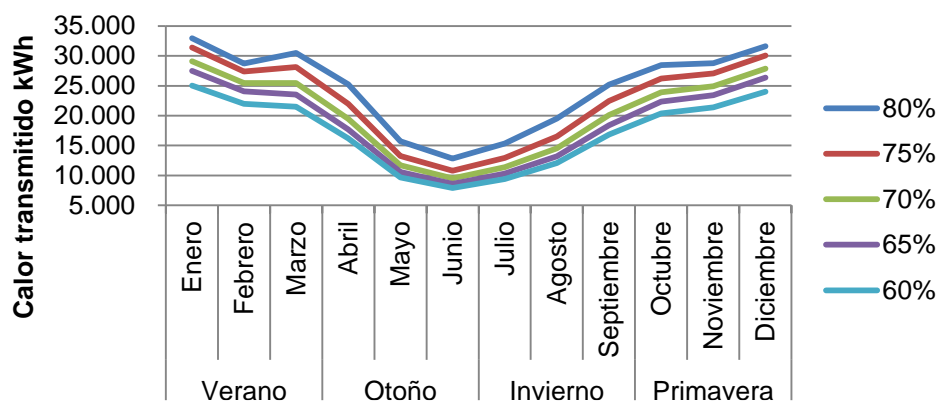


Gráfico 6-29: Calor transmitido al tanque mensual por fracción solar, Concepción

Resultados energéticos

La energía total ahorrada por el sistema solar, la energía extraída del sistema auxiliar y la energía requerida por el proceso para cada fracción solar para el total del año para la ciudad de Santiago se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-8: Balance energético anual en kWh por fracción solar, Concepción

Fracción solar	80%	75%	70%	65%	60%
Auxiliar	79.673	99.504	119.328	139.147	160.023
Ahorrada	320.391	300.560	280.736	260.917	240.041
Requerida	400.064	400.064	400.064	400.064	400.064

La energía requerida por el proceso será fija para cada día e igual a 1.100 kWh aproximadamente. Debido a esto la energía requerida mensualmente dependerá del número de días que haya en cada mes. La energía requerida no dependerá de la fracción solar, por lo que será igual para cada una de estas.

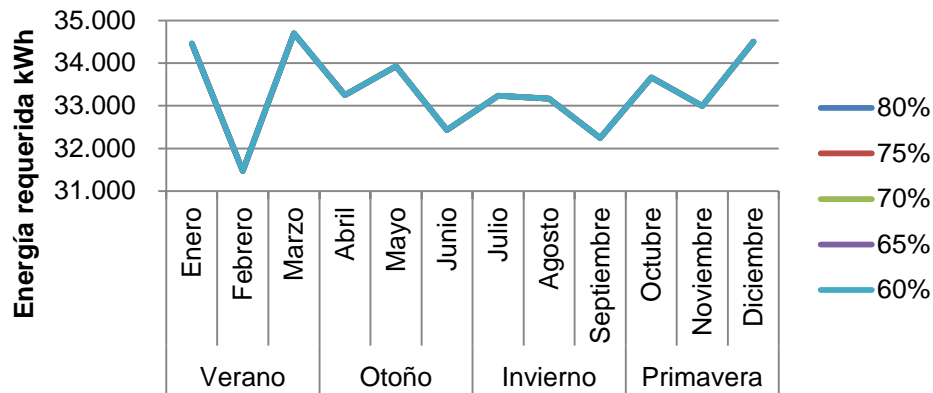


Gráfico 6-30: Energía requerida mensual por horario de despacho, Concepción

Los resultados de la energía ahorrada mensualmente por el sistema solar se muestran en el siguiente gráfico. En él es posible observar que a medida que baja la fracción solar la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar va disminuyendo. Las generaciones máximas se encuentran en el mes de diciembre con valores de 33.178kWh y en enero un valor de 26.815kWh para las fracciones solares de 80% y de 60% respectivamente. Los valores de generación mínima se encuentran en junio con una generación de 15.848kWh y de 11.324kWh para los caso de fracción solar de 80% y 60% respectivamente.

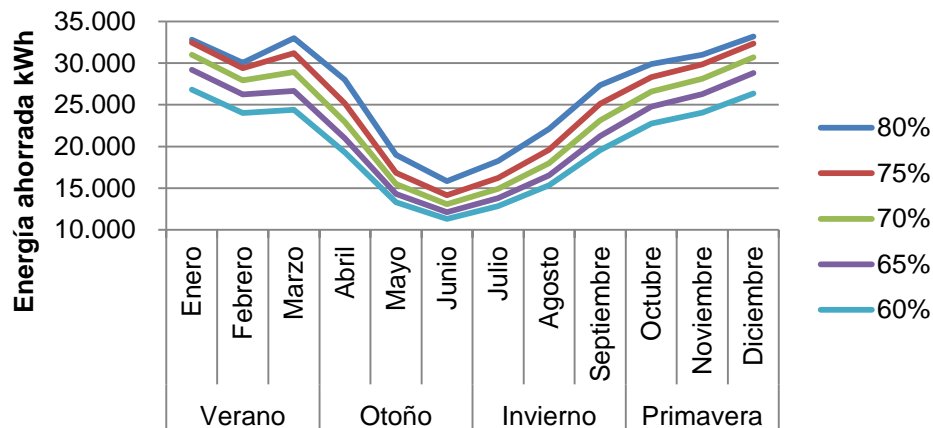


Gráfico 6-31: Energía ahorrada mensual por fracción solar, Concepción

Los resultados mensuales de la energía extraída del sistema auxiliar se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que la energía auxiliar total necesaria va en aumento a medida que baja la fracción solar. Los valores mínimos se encuentran en el mes de diciembre con un mínimo de 1.328kWh y en febrero con un valor de 7.471kWh para la curva de fracción solar de 80% y 60% respectivamente. Los valores máximos se encuentran en junio con 16.588kWh y 21.111kWh para la curva de fracción solar de 80% y 60% respectivamente.

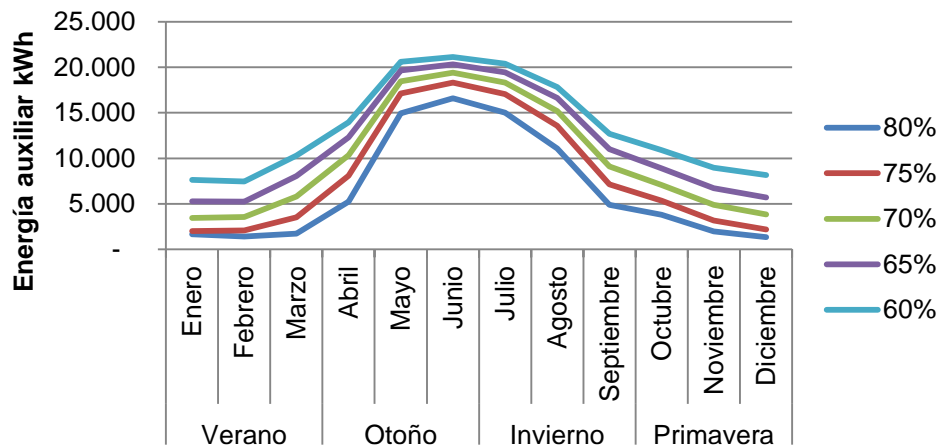


Gráfico 6-32: Energía auxiliar mensual por fracción solar, Concepción

6.1.3 Resultados escenario de energías requeridas

En esta sección se muestran los resultados de la simulación de campos solares con distintos requerimientos energéticos. Para este análisis se mantuvo fijo el horario de despacho a las 12pm y la fracción solar en 70%.

6.1.3.1 Santiago Resultados técnicos

El resultado del dimensionamiento del campo solar para las distintas energías requeridas para la ciudad de Santiago arroja los siguientes resultados:

Tabla 6-9: Resultados de dimensionamiento de campo solar por energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	200	800	1.200
Número de colectores	29	112	166
Tamaño tanque solar m3	5,5	22,5	36,0
Factor de planta	23,00%	23,80%	24,00%
kWt instalados	69,7	269,1	398,9
kWh/kWt primer año	2.017	2.091	2.106

En los resultados podemos observar que el número de colectores aumenta a medida que la energía requerida aumenta desde un valor mínimo de 29 colectores para un requerimiento energético de 200MWh al año, hasta maximizar su valor para una energía requerida de 1200MWh al año con 166 colectores. También se observa que el factor de planta aumenta a medida que la energía requerida aumenta, desde un valor mínimo de 23% para una energía requerida de 200MWh al año, hasta maximizar su valor para energía requerida de 1200MWh con un valor de 24%. Para ambos indicadores se encuentra que el aumento marginal de sus valores va disminuyendo a medida que aumenta la energía requerida por el proceso.

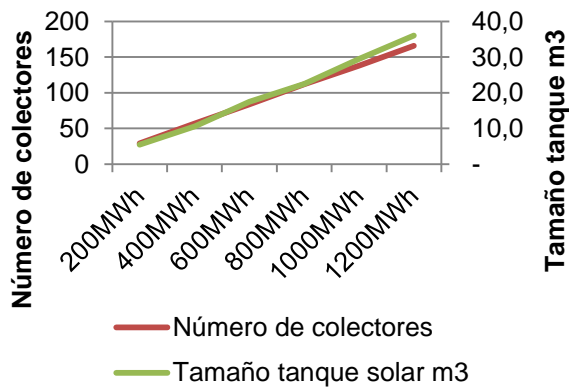


Gráfico 6-33: Número de colectores y tamaño del tanque vs energía requerida, Santiago

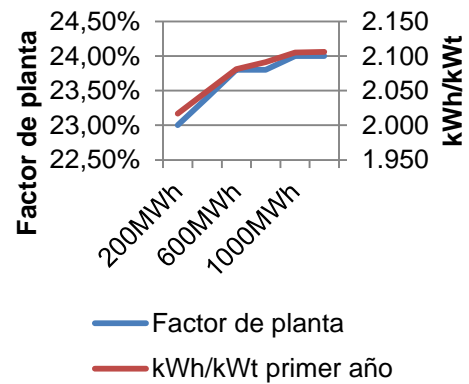


Gráfico 6-34: Factor de planta y kWh/kWt vs energía requerida, Santiago

Resultados térmicos

El gráfico a continuación que muestra las curvas de las temperaturas promedio para cada horario de despacho en cada mes. En él es posible ver que el perfil de temperaturas es idéntico para cada requerimiento energético, por lo que se deduce que este perfil dependerá en mayor medida de la fracción solar y no específicamente del tamaño del tanque solar. La temperatura mínima se encuentra en el mes de junio con valores sobre los 43°C y las temperaturas máximas en los meses de enero y febrero con temperaturas sobre los 75°C.

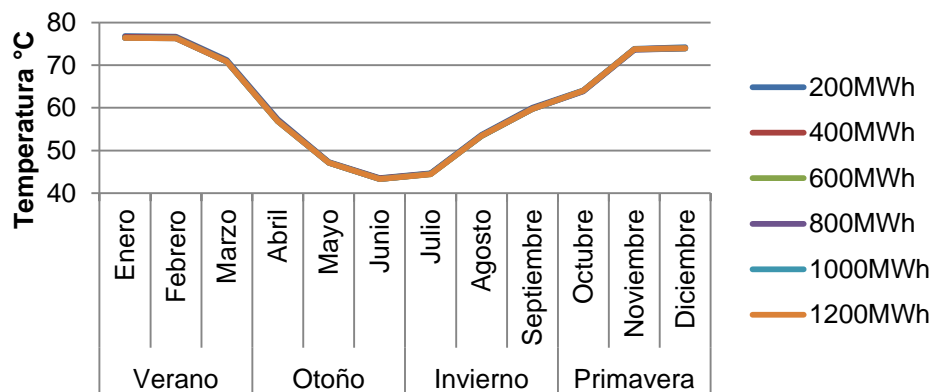


Gráfico 6-35: Temperatura promedio mensual por energía requerida, Santiago

Radiación incidente y calor transmitido al tanque

Los resultados totales de la radiación mensualmente recibida por el conjunto de los colectores solares se muestran en el gráfico a continuación. En él es posible observar que las curvas radiación recibida por el conjunto de colectores van subiendo a medida que aumenta la energía requerida. Los valores de radiación máximos se encuentran en el mes de enero, con un valor de 158.518kWh y un valor de 27.693kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores mínimos se encuentran en junio con un valor de 54.861kWh y un valor de 9.584kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y de 200MWh al año respectivamente.

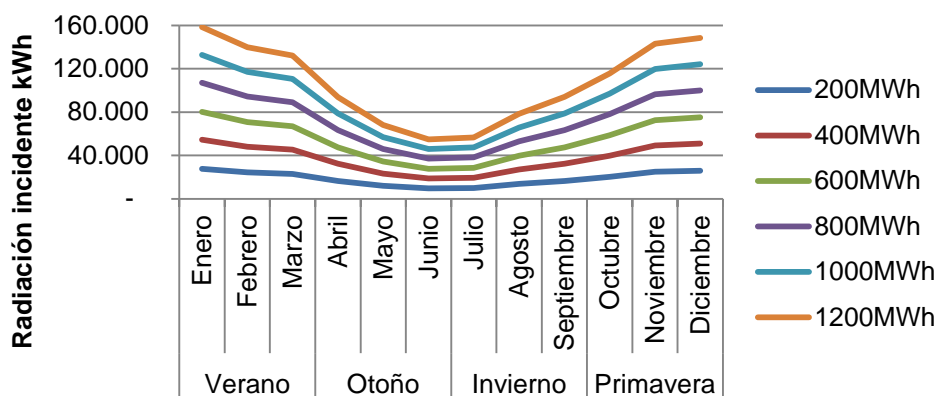


Gráfico 6-36: Radiación incidente mensual por energía requerida, Santiago

Los resultados del calor transmitido al tanque de almacenamiento mensualmente el gráfico a continuación. En él es posible observar que las curvas de calor van subiendo a medida que aumenta la energía requerida. Los valores de transmisión de calor máximos se encuentran en enero, con un valor de 86.535kWh y un valor de 14.700kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores mínimos se encuentran en junio con un valor de 31.591kWh y un valor de 5.497kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y de 200MWh al año respectivamente.

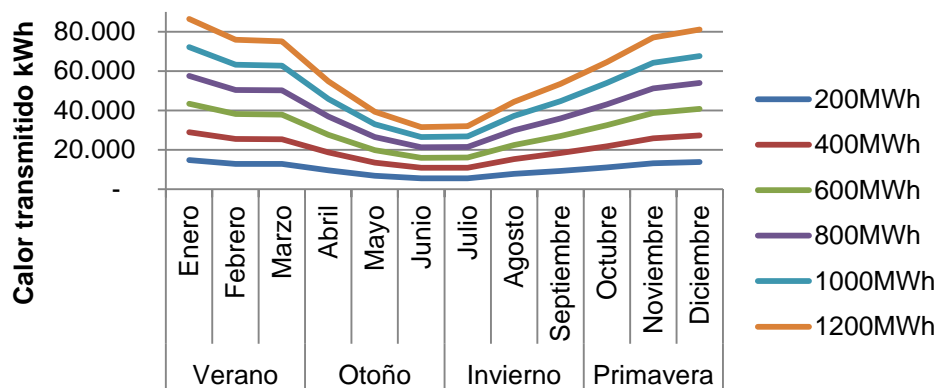


Gráfico 6-37: Calor transmitido al tanque mensual por energía requerida, Santiago

Resultados energéticos

La energía total ahorrada por el sistema solar, extraída del sistema auxiliar y requerida por el proceso para cada requerimiento energético para el total de año para la ciudad de Santiago se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-10: Balance energético anual en kWh por energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	200	400	600	800	1.000	1.200
Auxiliar	60.100	120.145	180.181	240.211	300.239	360.265
Ahorrada	140.234	280.338	420.421	560.493	700.558	840.617
Requerida	200.334	400.483	600.602	800.705	1.000.798	1.200.882

Para este caso la energía requerida va en aumento. La energía requerida diaria por energía requerida anual se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-11: Energía requerida diaria en kWh por energía requerida total, Santiago

Energía requerida MWh	200	400	600	800	1.000	1.200
Energía requerida diaria	549	1.097	1.645	2.194	2.742	3.290

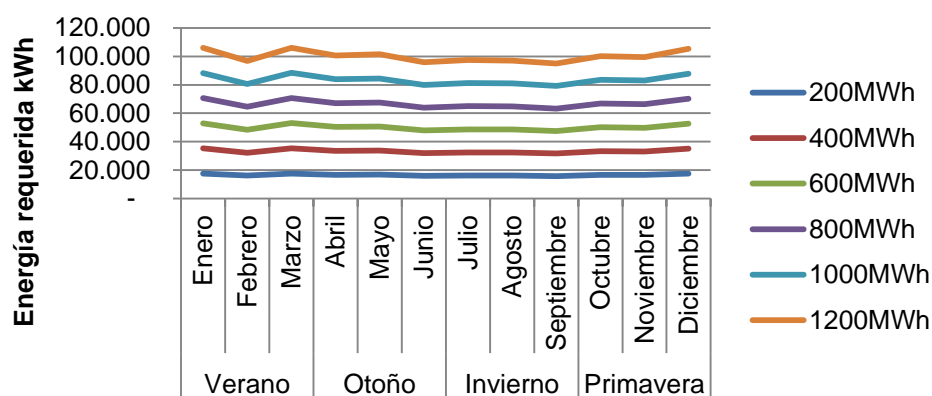


Gráfico 6-38: Energía requerida mensual por energía requerida, Santiago

Para cada horario de despacho se mantiene la relación entre la energía anualmente ahorrada por el sistema solar y la energía requerida anualmente por el proceso, ya que se mantuvo fija la fracción solar. Los resultados de la energía ahorrada mensualmente por el sistema solar se muestran en el siguiente gráfico. Se observa que a medida que baja la fracción solar la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar va disminuyendo. Las generaciones máximas se encuentran en el mes de enero con valores de 93.183kWh y de 15.457kWh para requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores de generación mínima se encuentran en junio con una generación de 42.372kWh y de 7.104kWh para requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente.

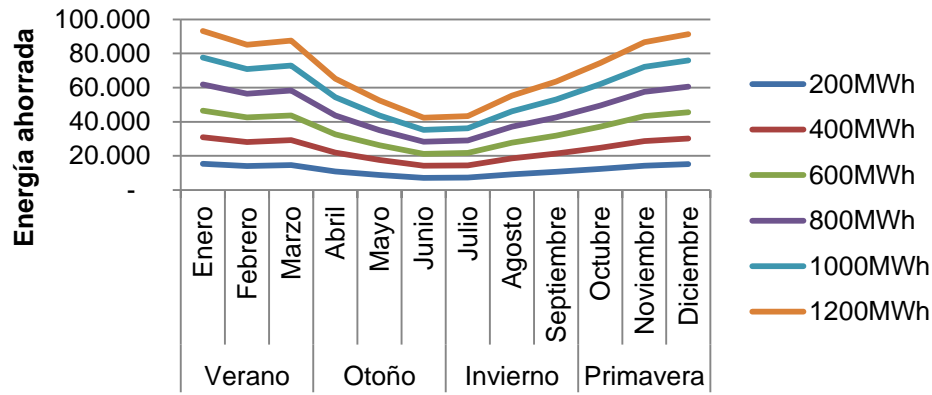


Gráfico 6-39: Energía ahorrada mensual por energía requerida, Santiago

Los resultados mensuales de la energía extraída del sistema auxiliar se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que la energía auxiliar total necesaria va en aumento a medida que aumenta el requerimiento energético del proceso proporcionalmente. Los valores mínimos se encuentran en el mes de febrero con un mínimo de 11.496kWh y 2.033kWh para los requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores máximos se encuentran en el mes de julio con un mínimo de 54.054kWh y 8.983kWh para los requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente.

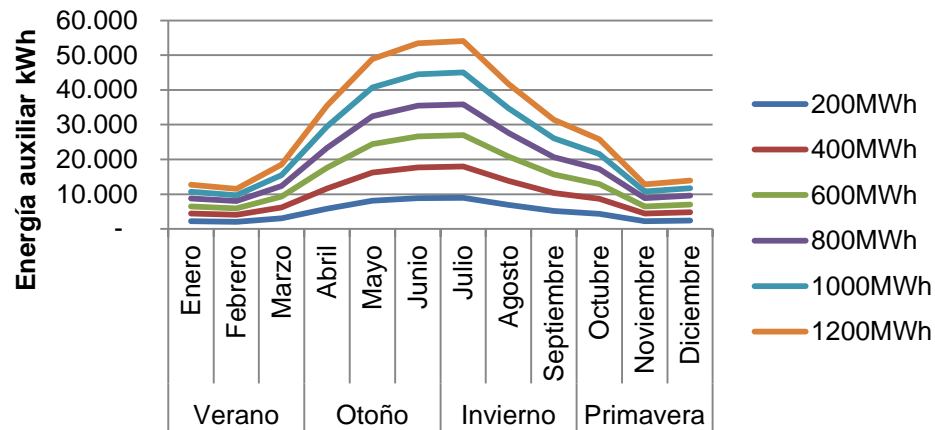


Gráfico 6-40: Energía auxiliar mensual por energía requerida, Santiago

6.1.3.2 Concepción Resultados técnicos

El resultado del dimensionamiento del campo solar para las distintas energías requeridas para la ciudad de Concepción arroja los siguientes resultados:

Tabla 6-12: Resultados de dimensionamiento de campo solar por energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	200	400	600	800	1.000	1.200
Número de colectores	34	67	100	132	164	196
Tamaño tanque solar m ³	6,5	12,5	17	25	31,5	38
Factor de planta	19,60%	19,90%	20,00%	20,20%	20,30%	20,40%
kWt instalados	81,7	161,0	240,3	317,2	394,1	471,0
kWh/kWt primer año	1.720	1.744	1.750	1.768	1.778	1.784

Dados estos resultados podemos observar que el número de colectores aumenta fuertemente a medida que la energía requerida por el proceso aumenta desde un valor mínimo de 34 colectores para un requerimiento energético de 200MWh al año, hasta maximizar su valor para una energía requerida de 1200MWh al año con 196 colectores. Por otro lado podemos observar que el factor de planta aumenta a medida que la energía requerida aumenta, desde un valor mínimo de 19,6% para una energía requerida de 200MWh al año, hasta maximizar su valor para energía requerida de 1200MWh con un valor de 20,4%. Para ambos indicadores se encuentra que el aumento marginal de sus valores va disminuyendo a medida que aumenta la energía requerida por el proceso. Esto se puede observar mejor en los gráficos a continuación:

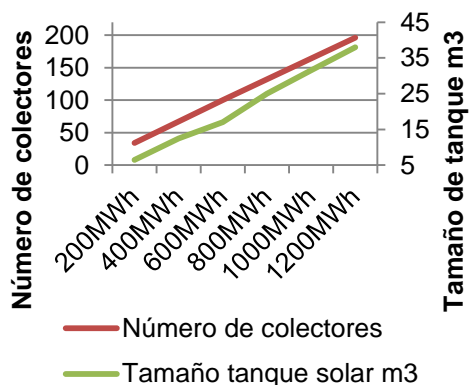


Gráfico 6-41: Número de colectores y tamaño del tanque vs Energía requerida, Concepción

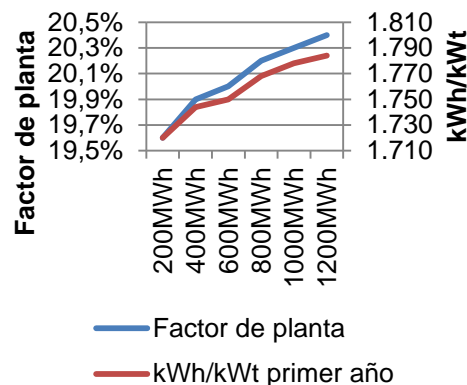


Gráfico 6-42: Factor de planta y kWh/kWt vs energía requerida, Concepción

Resultados térmicos

El gráfico a continuación que muestra las curvas de las temperaturas promedio para cada horario de despacho en cada mes. En él es posible ver que el perfil de temperaturas es idéntico para cada requerimiento energético a, al igual que el caso de la ciudad de Santiago, por lo que se ratifica la deducción de que este perfil dependerá en mayor medida de la fracción solar y no específicamente del tamaño del tanque solar. La temperatura mínima se encuentra en el mes de junio con valores bajo los 40°C y las temperaturas máximas en los meses de enero y febrero con temperaturas casi de 80°C.

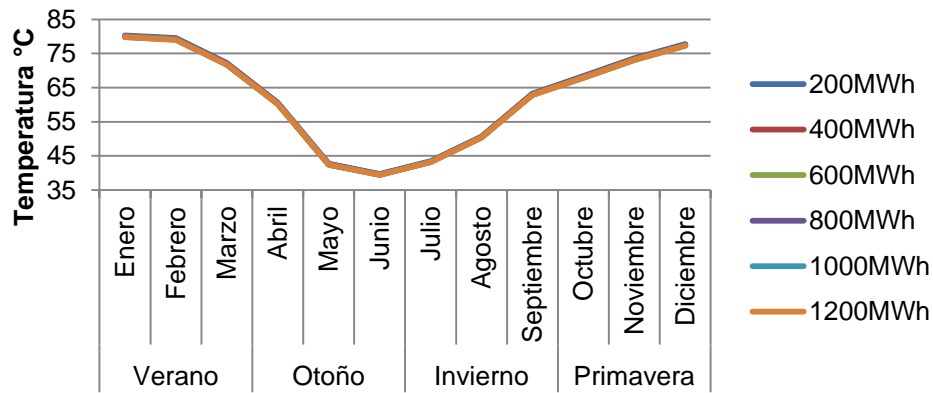


Gráfico 6-43: Temperatura promedio mensual por energía requerida, Concepción

Radiación incidente y calor transmitido al tanque

Los resultados totales de la radiación mensualmente recibida por el conjunto de los colectores solares se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que las curvas radiación van subiendo a medida que aumenta la energía requerida. Los valores de radiación máximos se encuentran en enero, con un valor de 176.029kWh y un valor de 30.536kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores mínimos se encuentran en junio con un valor de 50.127kWh y un valor de 8.695kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y de 200MWh al año respectivamente.

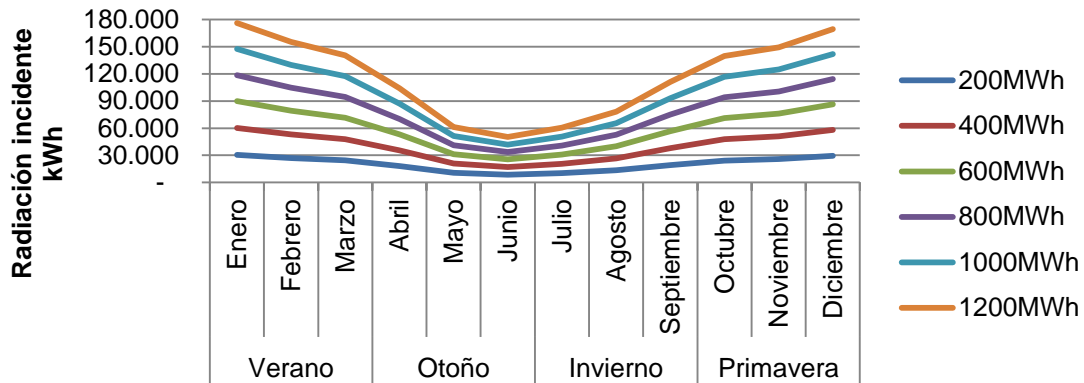


Gráfico 6-44: Radiación incidente mensual por energía requerida, Santiago

Los resultados del calor transmitido al tanque se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que las curvas de calor van subiendo a medida que aumenta la energía requerida, al igual que para el caso de las curvas de radiación. Los valores de transmisión de calor máximos se encuentran en enero, con un valor de 86.585kWh y un valor de 14.970kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores mínimos se encuentran en junio con un valor de 27.853kWh y un valor de 4.823kWh para el requerimiento energético de 1.200MWh al año y de 200MWh al año respectivamente.

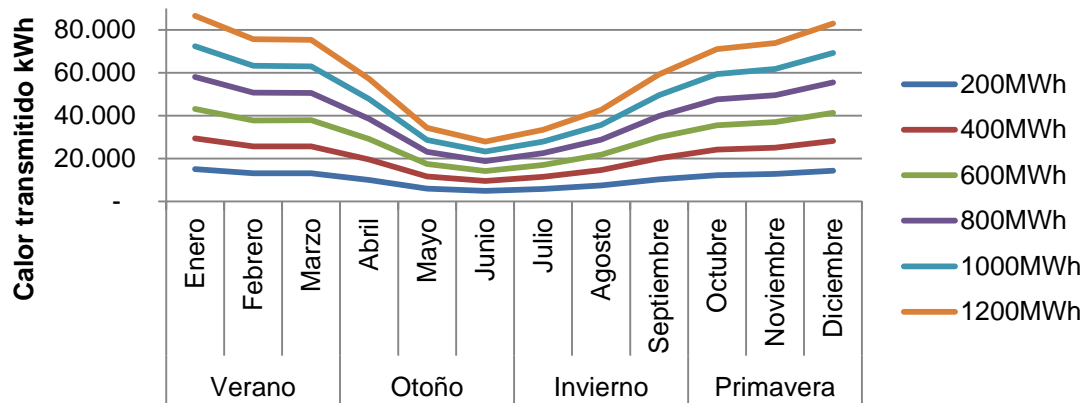


Gráfico 6-45: Calor transmitido al tanque mensual por energía requerida, Santiago

Resultados energéticos

La energía total ahorrada por el sistema solar, extraída del sistema auxiliar y requerida por el proceso para cada requerimiento energético para el total de año para la ciudad de Santiago se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-13: Balance anual de energía en kWh por energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	200	400	600	800	1.000	1.200
Auxiliar	60.037	120.019	180.241	240.084	300.174	360.137
Ahorrada	140.086	280.045	420.561	560.197	700.406	840.319
Requerida	200.124	400.064	600.802	800.281	1.000.579	1.200.455

Para este caso la energía requerida va en aumento. La energía requerida diaria por energía requerida anual se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 6-14: Energía requerida diaria en kWh por energía requerida total, Concepción

Energía requerida MWh	200	400	600	800	1.000	1.200
Energía requerida diaria	549	1.097	1.645	2.194	2.742	3.290

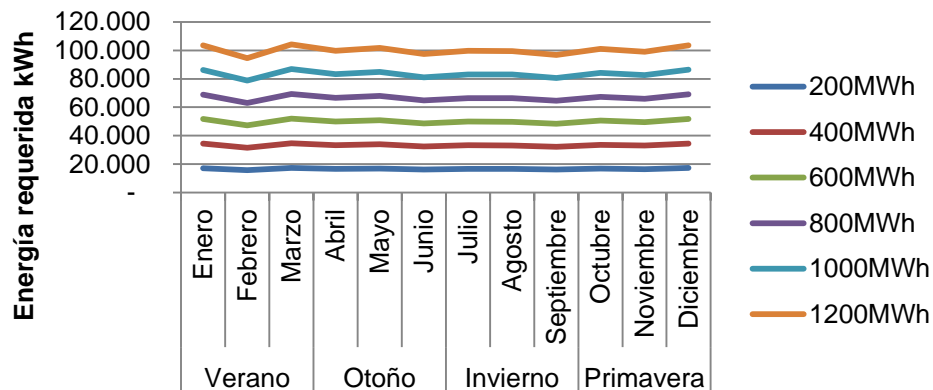


Gráfico 6-46: Energía requerida mensual por energía requerida, Concepción

Para cada horario de despacho se mantiene la relación entre la energía anualmente ahorrada por el sistema solar y la energía requerida anualmente por el proceso ya que se mantuvo fija la fracción solar. Sin embargo la generación de energía

del sistema solar es variable durante el año. Los resultados de la energía ahorrada por el sistema solar se muestran en el siguiente gráfico. Se observa que a medida que baja la fracción solar la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar va disminuyendo. Las generaciones máximas se encuentran en el mes de enero con valores de 93.135kWh y de 15.543kWh para requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores de generación mínima se encuentran en junio con una generación de 38.848kWh y de 6.449kWh para requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente.

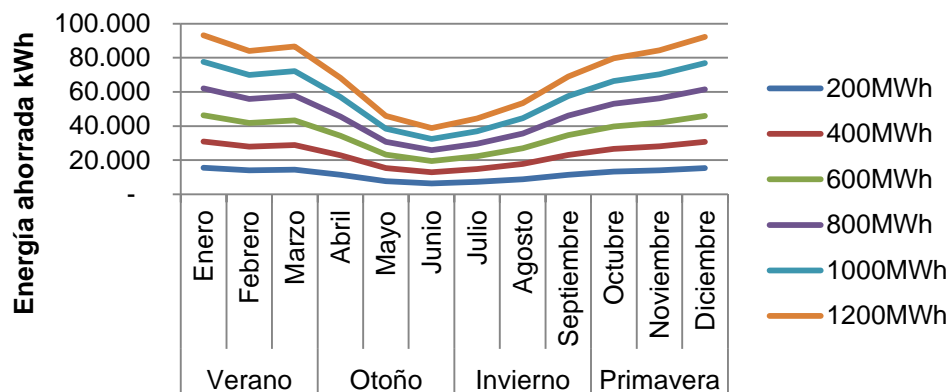


Gráfico 6-47: Energía ahorrada mensual por energía requerida, Concepción

Los resultados mensuales de la energía extraída del sistema auxiliar se muestran en el gráfico a continuación. Se observa que la energía auxiliar total necesaria va en aumento a medida que aumenta el requerimiento energético del proceso proporcionalmente. Los valores mínimos se encuentran en el mes de enero con un mínimo de 10.273kWh y 1.695kWh para los requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente. Los valores máximos se encuentran en el mes de junio con un mínimo de 58.476kWh y 9.777kWh para los requerimientos energéticos de 1.200MWh al año y 200MWh al año respectivamente.

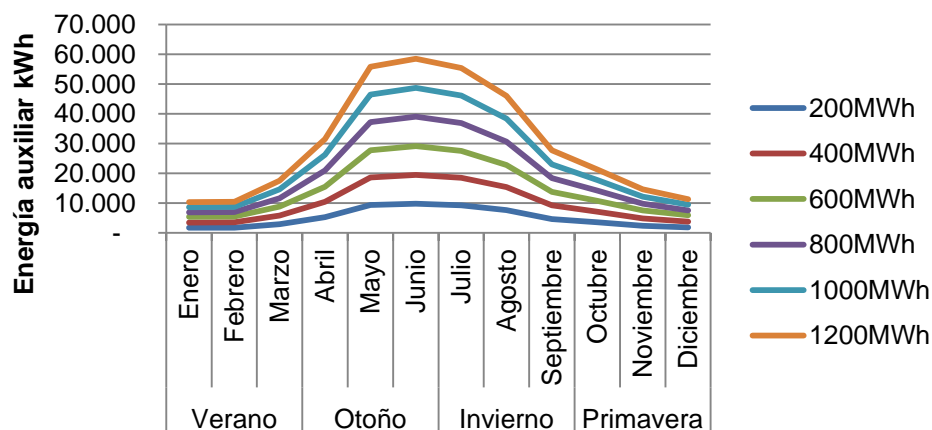


Gráfico 6-48: Energía auxiliar mensual por energía requerida, Concepción

6.2 Análisis de resultados técnico-energéticos

En esta sección se realizan análisis comparativos de los resultados mostrados en las secciones anteriores. Los análisis tendrán el mismo esquema que los resultados, a saber los análisis se realizarán en 4 secciones por cada escenario.

- Análisis técnico: se realizará un análisis de datos y comparativo entre ciudades para los resultados técnicos.
- Análisis térmico: se realizará un análisis de datos y comparativo entre ciudades para los resultados térmicos.
- Análisis de rendimiento: se realizará un análisis de datos y comparativo entre ciudades para los resultados de rendimiento.
- Análisis energético: se realizará un análisis de datos y comparativo entre ciudades para los resultados energéticos.

Dados estos análisis se deduce la manera en que varían los datos con los distintos casos dentro de los distintos escenarios propuestos, además de realizar una comparación cualitativa entre los datos para las distintas ciudades.

6.2.1 Análisis de escenario horarios de despacho

6.2.1.1 Análisis técnico

En los gráficos a continuación se observa que al variar el horario de despacho que en el horario del medio día los campos solares se minimizan para ambas ciudades, lo cual significa que existe un óptimo técnico. El número de colectores mínimos para Santiago es de 57 el número mínimo para Concepción es de 67 por lo que se observa que para ahorrar la misma cantidad de energía el campo solar de la ciudad de Concepción debe crecer. Lo mismo sucede con el tamaño del tanque de almacenamiento solar, con valores mínimos de 10,6m² y 11,75m² para las ciudades de Santiago y Concepción respectivamente en el horario del medio día.

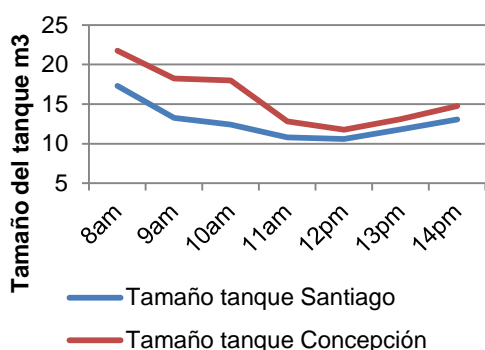


Gráfico 6-49: Comparación tamaño tanque por horario de despacho entre ciudades

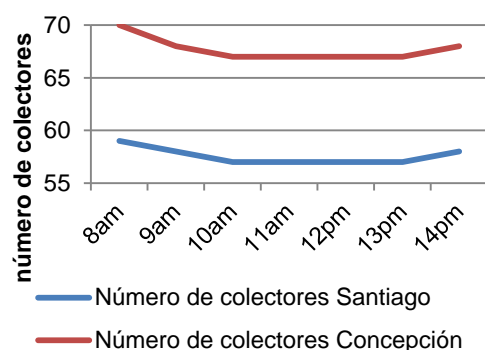


Gráfico 6-50: Comparación de número de colectores por horario de despacho entre ciudades

Tabla 6-15: Comparación de campo solar promedio entre ciudades para horario de despacho

	Promedio Santiago	Promedio Concepción	Diferencia	Proporción
Número de colectores	57,6	67,7	10,1	17,6%
Tamaño tanque solar m3	12,7	15,8	3,0	23,8%

Se observa que el campo de colectores en la ciudad de Concepción debe aumentar en un 18% mientras que el tamaño del tanque solar debe ser aumentar en un 24%. Esto se debe a la diferencia entre los recursos solares, lo que también tiene una incidencia en las prestaciones de los campos solares de las distintas ciudades. Por otro lado en la tabla a continuación se observa que, mientras el factor de planta promedio para la ciudad de Santiago se encuentra sobre el 23%, este no alcanza el 20% en la ciudad de Concepción, lo que significa una disminución del 15%. Por otro lado el cociente entre los kWh generados y los kWt instalados es un 15% menor para la ciudad de Concepción.

Tabla 6-16: Comparación de índices de rendimiento promedio entre ciudades para horario de despacho

	Promedio Santiago	Promedio Concepción	Diferencia	Proporción
Factor de planta	23,1%	19,7%	3,4%	14,7%
kWh/kWt primer año	2.024,6	1.721,6	303,0	15,0%

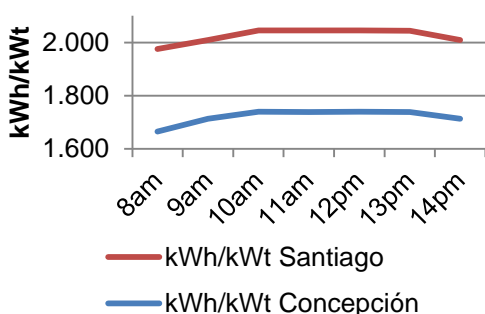


Gráfico 6-51: Comparación cociente kWh/kWt por horario de despacho entre ciudades

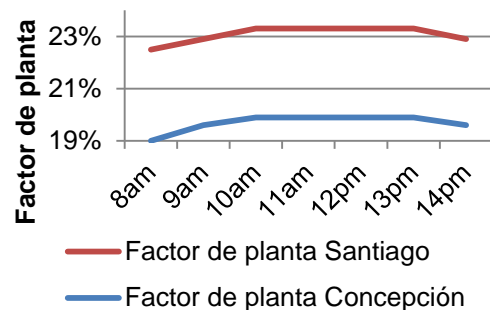


Gráfico 6-52: Comparación factor de planta por horario de despacho entre ciudades

Estos resultados indican que los menores recursos solares castigan fuertemente el rendimiento del sistema en la ciudad de Concepción, lo que se observa en el hecho de que el campo solar debe crecer proporcionalmente más que la diferencia de prestaciones para obtener los mismos resultados.

6.2.1.2 Análisis térmico

En la tabla a continuación se observa que los resultados térmicos muestran que la temperatura promedio anual desciende a medida que el horario de despacho de agua caliente se atrasa. La diferencia del promedio de temperatura entre el caso de horario de despacho de las 8am y el caso del horario de despacho de las 14pm supera los 17°C y los 15°C para las ciudades de Santiago y Concepción respectivamente:

Tabla 6-17: Comparación de temperatura promedio anual entre ciudades por horario de despacho

		8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Temperatura promedio °C	Santiago	74,3	74,1	70,7	66,5	61,6	58,1	56,7
	Concepción	72,8	71,9	69,6	66,9	62,3	58,8	57,2
	Diferencia	1,5	2,2	1,1	-0,4	-0,7	-0,6	-0,5

En el gráfico a continuación es posible observar que las diferencias entre las temperaturas promedio de las distintas ciudades no son demasiado significativas, más

bien mantiene una igualdad técnica. Por otro lado en los extremos de las curvas se observa una tendencia a estabilizarse, lo que puede significar un punto de inflexión o un punto de estanco, sin embargo los datos no son conclusivos.

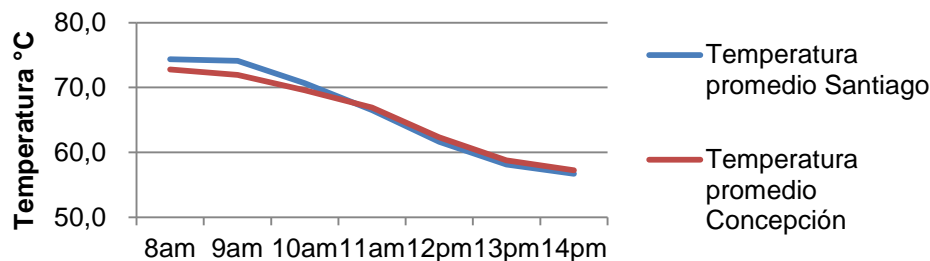


Gráfico 6-53: Comparación de la temperatura promedio por horario de despacho entre ciudades

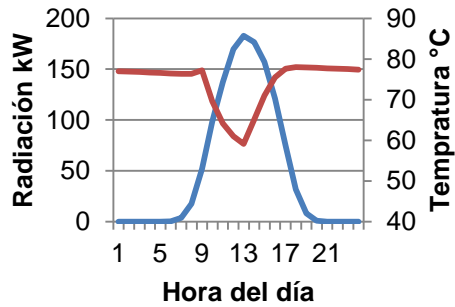
De los datos se observa que todos los casos ahorran la misma cantidad de energía y por lo tanto poseen la misma fracción solar, aunque mantienen distintas temperaturas promedio. La explicación está dada por el mismo horario de despacho y el perfil de la curva de temperatura diaria. En el conjunto de gráficos 6-56 a 6-61 se observa el perfil de radiación incidente sobre el conjunto de colectores y el perfil de la temperatura al interior del tanque de un día promedio para los distintos horarios de despacho de la ciudad de Santiago. Como se observa en estos gráficos la curva de temperatura al interior del tanque es muy diferente para cada horario de despacho. La curva de despacho que comienza a las 9am muestra que el tanque mantiene una temperatura muy alta la mayor parte del día y que al momento del despacho desciende fuertemente para luego volver a subir cuando este ha acabado. Luego si miramos la curva de temperatura del horario de las 14pm se observa que la temperatura al interior del tanque se mantiene relativamente baja durante la mayor parte del día y se eleva fuertemente antes del despacho para luego caer durante este y luego volver a una temperatura estable. Esta evolución del perfil de la curva de temperatura causa la gran diferencia entre las temperaturas promedio para los distintos horarios de despacho para ambas ciudades.

6.2.1.3 Análisis de radiación y calor transmitido

Los resultados de rendimiento muestran que la radiación incidente sobre el conjunto de colectores es directamente proporcional al número de estos:

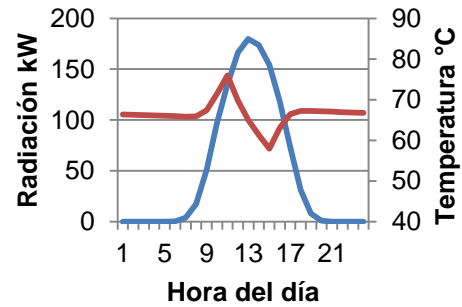
Tabla 6-18: Comparación de radiación incidente entre ciudades por horario de despacho

		8am	10am	12pm	14pm
Santiago	Radiación kWh	455.954	440.498	440.498	448.226
	Radiación por colector kWh	7.728	7.728	7.728	7.728
Concepción	Radiación kWh	498.145	476.796	476.796	483.912
	Radiación por Colector kWh	7.116	7.116	7.116	7.116



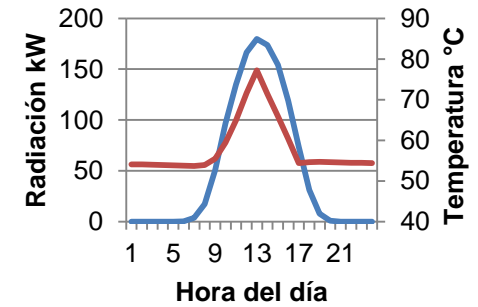
— 9am Radiación
— 9am Temperatura

Gráfico 6-54: Perfil de radiación y temperatura diaria, horario de despacho de 9am



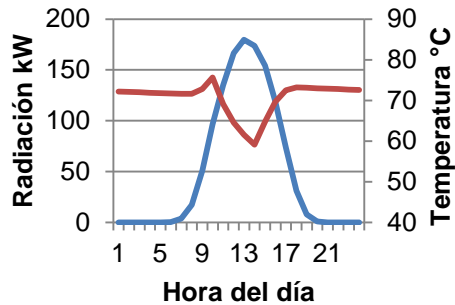
— 11am Radiación
— 11am Temperatura

Gráfico 6-56: Perfil de radiación y temperatura diaria, horario de despacho de 11am



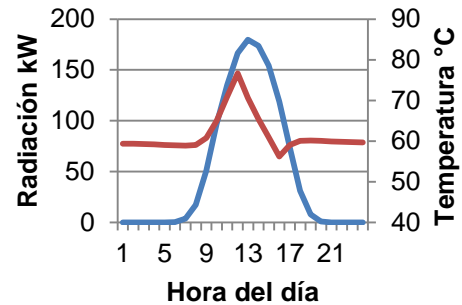
— 13pm Radiación
— 13pm Temperatura

Gráfico 6-58: Perfil de radiación y temperatura diaria, horario de despacho de 13pm



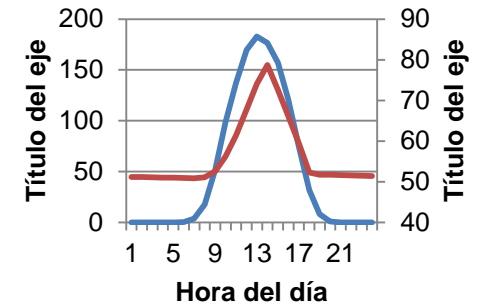
— 10am Radiación
— 10am Temperatura

Gráfico 6-55: Perfil de radiación y temperatura diaria, horario de despacho de 10am



— 12pm Radiación
— 12pm Temperatura

Gráfico 6-57: Perfil de radiación y temperatura diaria, horario de despacho de 12am



— 14pm Radiación
— 14pm Temperatura

Gráfico 6-59: Perfil de radiación y temperatura diaria, horario de despacho de 14p

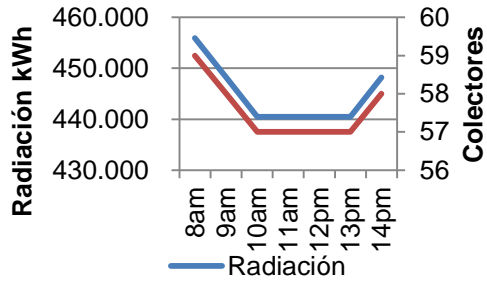


Gráfico 6-60: Relación entre Colectores y radiación por horario de despacho, Santiago

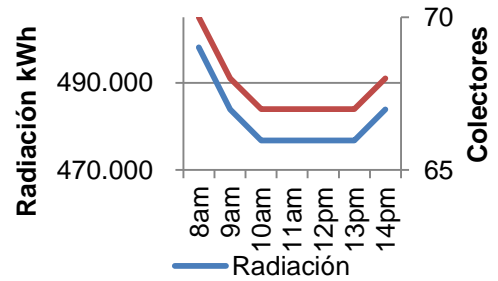


Gráfico 6-61: Relación entre Colectores y radiación por horario de despacho, Concepción

Por otro lado, el calor transmitido hacia el tanque de almacenamiento no mantiene una relación tan directa con el número de colectores, sino que también se relaciona con el tamaño del tanque de almacenamiento.

Tabla 6-19: Comparación de calor transmitido entre ciudades por horario de despacho

		8am	10am	12pm	14pm
Santiago	Calor kWh	251.043	245.794	242.232	242.267
	Calor por colector kWh	4.255	4.312	4.250	4.177
Concepción	Calor kWh	254.068	250.388	243.419	243.530
	Calor colector kWh	3.630	3.737	3.633	3.581

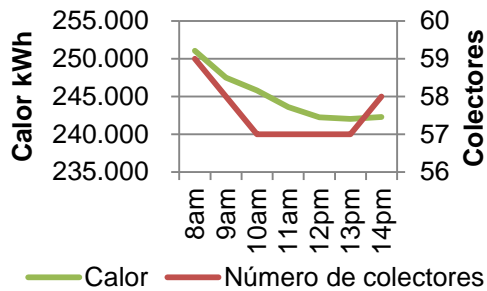


Gráfico 6-62: Relación entre colectores y calor por horario de despacho, Santiago

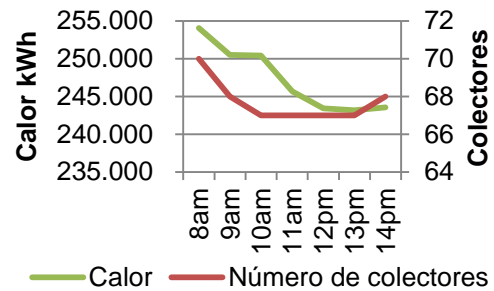


Gráfico 6-64: Relación entre colectores y calor por horario de despacho, Concepción

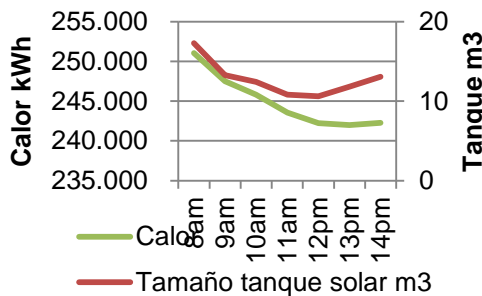


Gráfico 6-63: Relación entre tanque y calor por horario de despacho, Santiago

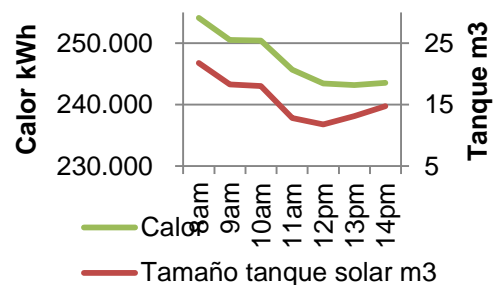


Gráfico 6-65: Relación entre tanque y calor por horario de despacho, Concepción

Los resultados muestran que entre las ciudades existen altas diferencias entre la radiación recibida y la cantidad de calor transmitido. Mientras la radiación por colector para la ciudad de Santiago es de 7.728kWh, la radiación por colector para Concepción es de tan solo 7.116, una diferencia de más de 600kWh lo que significa una radiación casi 9% inferior. Por otro lado mientras el calor transmitido por colector para la ciudad de Santiago es de 4.254kWh, el calor transmitido por colector para la ciudad de Concepción es de 3.652, una diferencia de 603kWh lo que significa una transmisión un 16,5% inferior, razón por la cuál es necesario campos solares más grandes para la ciudad de Concepción

Tabla 6-20: Comparación de rendimiento por colector para ambas ciudades para horario de despacho

	Santiago	Concepción	Diferencia	Proporción
Radiación Colector kWh	7.728	7.116	612	8,6%
Calor Colector kWh	4.254	3.652	603	16,5%

6.2.1.4 Análisis energético

Dado que se mantuvo la fracción solar anual para todos los casos, se observa que las curvas energéticas son idénticas para todos los casos, sin embargo esto cambia cuando hacemos una comparación entre las distintas ciudades. En la tabla a continuación se muestran los valores de la energía auxiliar, la energía ahorrada y la fracción solar para las distintas estaciones del año para ambas ciudades para un mismo horario de despacho. Se observa que la energía auxiliar necesaria para la ciudad de Santiago es levemente mayor durante el verano y la primavera que la necesaria para ciudad de Concepción. Por otro lado la energía ahorrada por el campo solar instalado en la ciudad de Santiago es mayor durante verano y otoño a la energía ahorrada por el campo de Concepción. Por otro lado se observa que la fracción solar es mayo para la ciudad de Concepción durante verano y primavera.

Tabla 6-21: Comparación de resultados energéticos estacionales entre ciudades, horario de despacho de 12pm

		Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Total
Energía auxiliar kWh	12pm Santiago	14.806	45.314	41.760	18.088	119.968
	12pm Concepción	12.851	48.212	42.671	15.846	119.581
	Diferencia	1.955	- 2.899	- 911	2.242	388
Energía ahorrada kWh	12pm Santiago	88.129	53.988	54.769	83.630	280.515
	12pm Concepción	87.781	51.402	55.980	85.321	280.484
	Diferencia	348	2.586	- 1.211	- 1.691	31
Fracción solar kWh	12pm Santiago	85,7%	54,2%	56,8%	82,2%	70%
	12pm Concepción	87,3%	51,5%	56,9%	84,3%	70%
	Diferencia	-1,6%	2,7%	-0,1%	-2,1%	0,0%

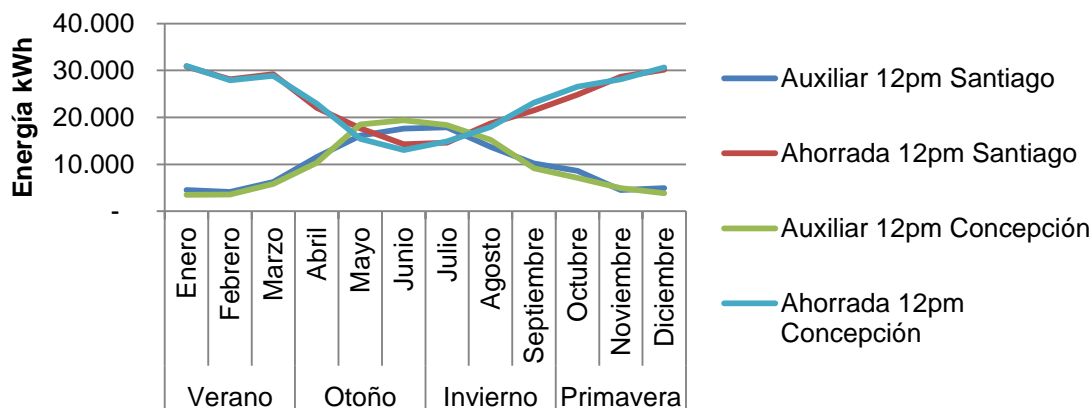


Gráfico 6-66: Resultados energéticos para horario de despacho de 12pm para ambas ciudades

6.2.2 Análisis de escenario de fracción solar

6.2.2.1 Análisis técnico

En los gráficos a continuación se observa que el número de colectores va en aumento a medida que aumenta la fracción solar para ambas ciudades. Se puede notar además que la diferencia entre el número de colectores solares entre las distintas regiones es variable para cada fracción solar y va creciendo con esta.

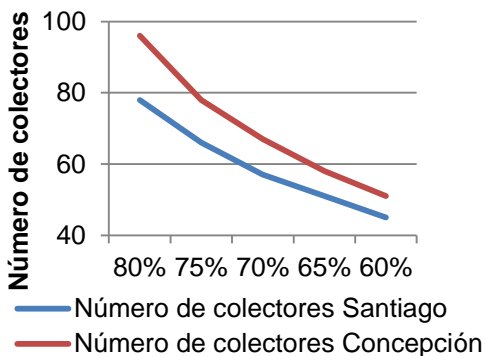


Gráfico 6-67: Comparación número de colectores por fracción solar entre ciudades

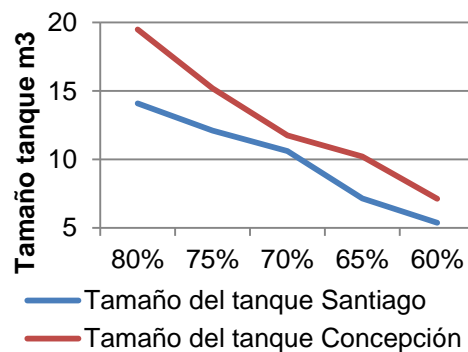


Gráfico 6-68: Comparación tamaño de tanque por fracción solar entre ciudades

Para la ciudad de Santiago se tiene el que tamaño del tanque solar es menor que para la ciudad de Concepción para todas las fracciones solares. Como se observa en los gráficos el aumento del número de colectores no es lineal, sino que se hace más marcado a medida que aumenta la fracción solar. En la siguiente tabla se muestra el cociente entre la energía ahorrada por el sistema solar y el número de colectores solares. Se puede ver en ella que el aumento marginal de energía ahorrada por cada colector se hace más pequeño a medida que aumenta el campo solar

Tabla 6-22: Comparación de Energía ahorrada por colector en kWh por fracción solar entre ciudades

Fracción solar		80%	70%	60%
Energía ahorrada / Colectores	Santiago	4.103	5.614	7.111
	Concepción	3.333	4.776	6.275

Para los índices de rendimiento se nota que estos disminuyen a medida que la fracción solar se hace mayor, lo que indica que a mayores campos solares la eficiencia baja. Se puede notar que la diferencia entre el factor de planta para las distintas ciudades muestra una tendencia a hacerse mayor a medida que aumenta la fracción solar, mostrando proporciones de diferencia idénticos al número de colectores lo que demuestra la correlación directa. Esto se vuelve a repetir para el caso del cociente kWh/kWt que muestra la misma tendencia y casi los mismos proporciones de diferencia.

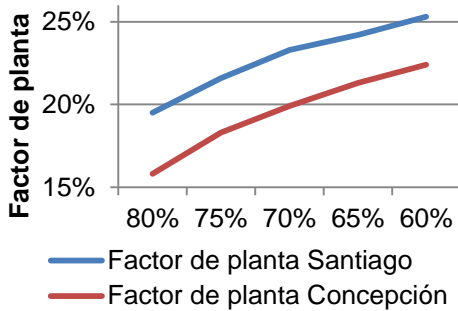


Gráfico 6-69: Comparación factor de planta por fracción solar entre ciudades

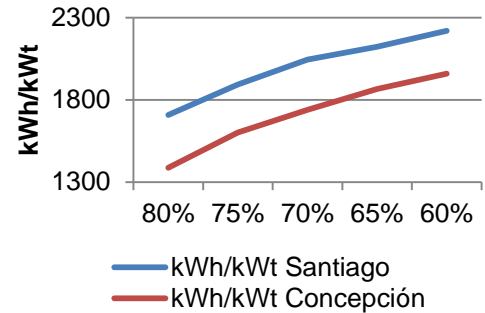


Gráfico 6-70: Comparación factor de planta por fracción solar entre ciudades

La disminución de los índices de rendimiento no es directamente proporcional, sino que es más aguda a medida que aumenta la fracción solar anual. Esta proporción es inversa a la proporción de colectores lo cual muestra la correlación entre datos. Los datos muestran que el aumento marginal de los kWh/kWt se hace más pequeño a medida que aumenta la fracción solar a medida que aumenta del campo solar.

Tabla 6-23: Comparación de energía ahorrada por kWh/kWt en kWh por fracción solar entre ciudades

Fracción solar		80%	70%	60%
Energía ahorrada/ kWh/kWt	Santiago	187	156	144
	Concepción	231	184	163

6.2.2.2 Análisis térmico

Dados los resultados de la temperatura al interior del tanque de almacenamiento solar se observa que la temperatura va aumentando a medida que sube la fracción solar. Además es posible observar que las temperaturas promedio entre las distintas ciudades son bastante similares.

Tabla 6-24: Comparación de temperatura promedio en °C por fracción solar entre ciudades

Fracción solar	80%	75%	70%	65%	60%
Temperatura promedio Santiago °C	71,0	65,8	61,6	57,7	54,2
Temperatura promedio Concepción °C	73,6	67,2	62,3	58,1	54,2
Diferencia	- 2,6	- 1,3	- 0,7	- 0,4	0,0

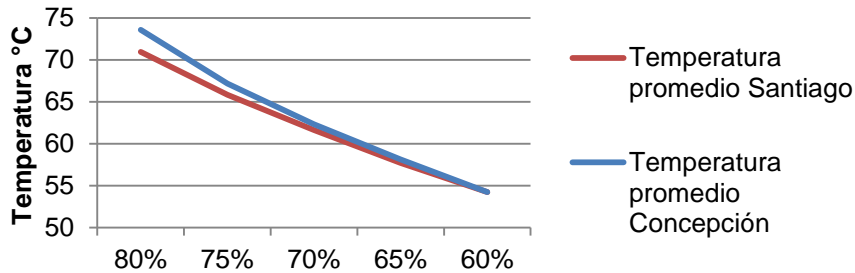


Gráfico 6-71: Comparación temperatura promedio por fracción solar entre ciudades

6.2.2.3 Análisis de rendimiento

Los resultados de rendimiento de los distintos casos muestran que la radiación incidente sobre el conjunto de colectores va a crecer a medida que aumente la fracción solar debido al crecimiento del campo solar.

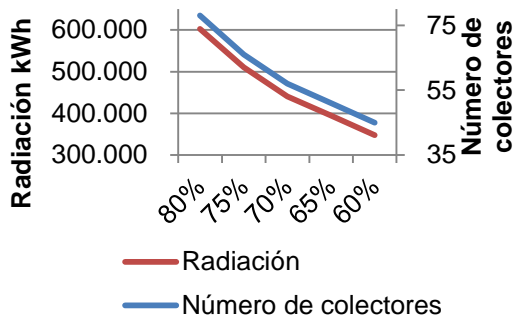


Gráfico 6-72: Relación entre radiación incidente y número de colectores, Santiago

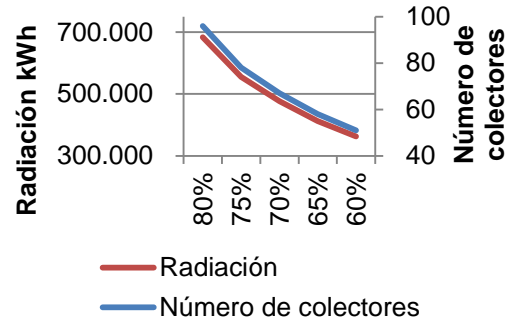


Gráfico 6-73: Relación entre radiación incidente y de colectores, Concepción

Por otro lado la diferencia entre las radiaciones solares para las distintas ciudades también será proporcional al tamaño del. Se observa que a medida que aumenta la fracción solar también aumenta la diferencia entre las radiaciones. El calor transmitido hacia el tanque de almacenamiento no mantiene una relación tan directa con el número de colectores ya que es necesario tomar en cuenta el tamaño del tanque de almacenamiento.

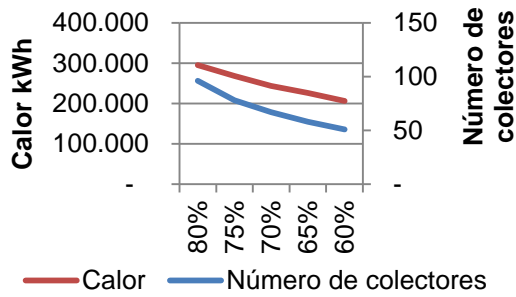


Gráfico 6-74: Relación entre calor transmitido y número de colectores, Santiago

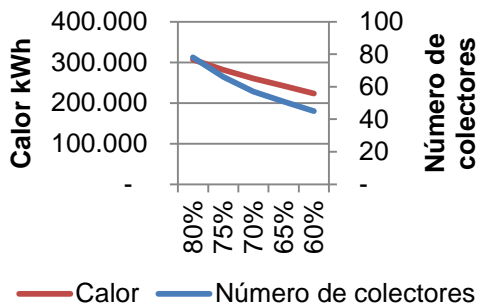


Gráfico 6-75: Relación entre calor transmitido y número de colectores, Concepción

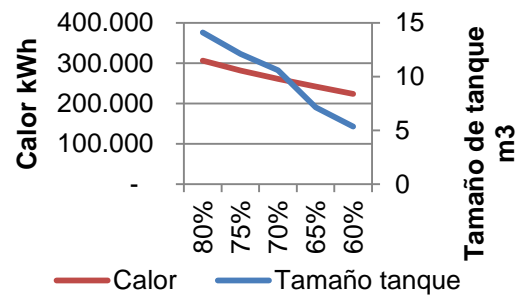


Gráfico 6-76: Relación entre calor transmitido y tamaño de tanque, Santiago

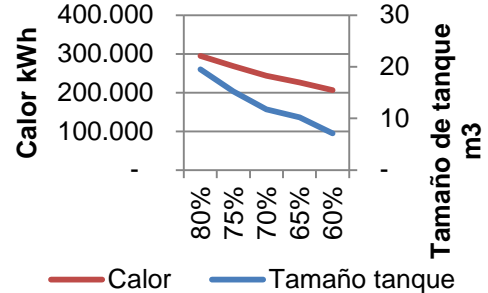


Gráfico 6-77: Relación entre calor transmitido y tamaño de tanque, Concepción

En el siguiente gráfico se muestra la relación entre las radiaciones incidentes y los calores transmitidos para las distintas ciudades:

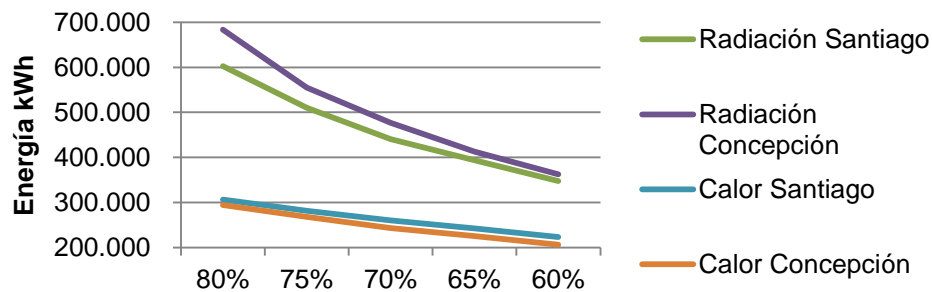


Gráfico 6-78: Comparación de radiación incidente y calor transmitido por fracción solar entre ciudades

6.2.2.4 Análisis energético

Dado que la variable es la fracción solar es evidente que la energía ahorrada se hace mayor a medida que aumenta esta y además la energía del sistema auxiliar se hace menor. En la tabla a continuación se muestra la energía ahorrada y la energía auxiliar para cada una de las fracciones solares.

Tabla 6-25: Energía ahorrada y energía auxiliar en kWh por fracción solar para ambas ciudades

Fracción solar	80%	70%	60%
Energía ahorrada kWh	320.429	280.733	240.097
Energía auxiliar kWh	80.054	119.750	160.386

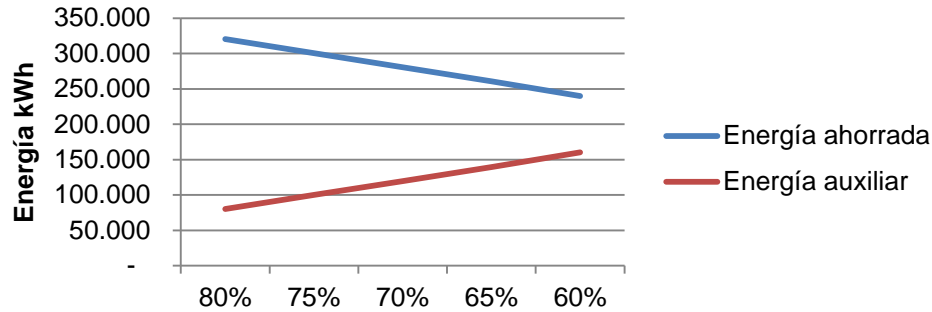


Gráfico 6-79: Energía ahorrada y energía auxiliar por fracción solar para ambas ciudades

6.2.3 Análisis de escenario de energía requerida

6.2.3.1 Análisis técnico

El número de colectores tendrá una correlación prácticamente lineal con la energía requerida y por lo tanto con el tamaño del campo solar para una misma fracción solar, mientras que la diferencia entre las distintas ciudades aumentará proporcionalmente. Por otro lado para el tamaño del tanque se observa una tendencia a la linealidad, aunque menos marcada que en el número de colectores, sobre todo para la ciudad de Concepción.

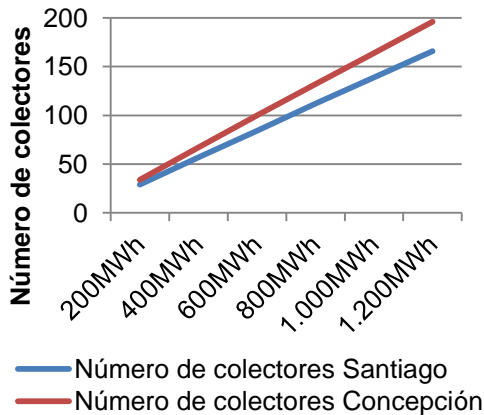


Gráfico 6-80: Comparación de número de colectores por energía requerida entre ciudades

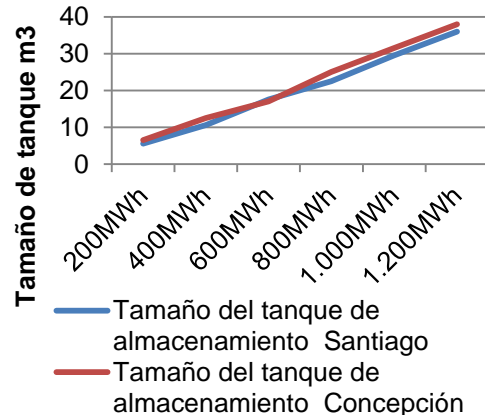


Gráfico 6-81: Comparación del tamaño de tanque por energía requerida entre ciudades

Los índices de rendimiento, es decir el factor de planta y el cociente kWh/kWt, mantienen una leve tendencia al alza a medida que aumenta el requerimiento energético y el campo solar, mientras que las diferencias entre los índices de la ciudad de Santiago y la ciudad de Concepción mantiene una diferencia estable entorno del 3,4% para el factor de planta y de 310 puntos para el cociente de kWh/kWt, lo que significa una diferencia neta del 18% para ambos índices.

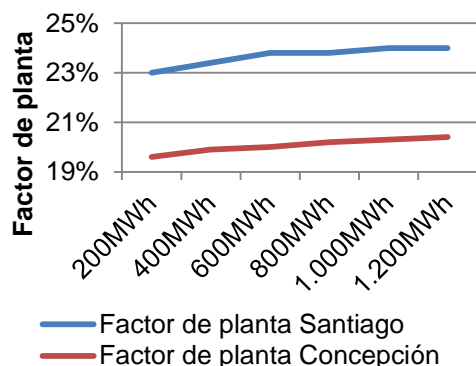


Gráfico 6-82: Comparación del factor de planta por energía requerida entre ciudades

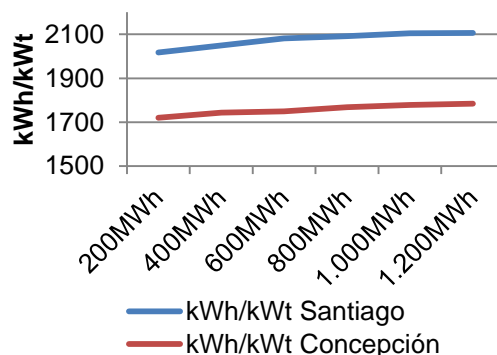


Gráfico 6-83: Comparación de kWh/kWt por energía requerida entre ciudades

6.2.3.2 Análisis térmico

Los resultados de la temperatura al interior del tanque muestran que esta mantiene prácticamente el mismo promedio de temperatura para los diferentes requerimientos energéticos, lo que hace suponer que la temperatura promedio dependerá más de la fracción solar del campo solar que del tamaño de este. La diferencia entre las temperaturas promedio entre las ciudades son mínimas, menores a 1°C y se mantiene igual para los distintos requerimientos energéticos.

Tabla 6-26: Comparación de temperatura promedio en °C por energía requerida entre ciudades

Energía requerida MWh		200	400	600	800	1000	1200
Temperatura promedio	Santiago	61,8	61,7	61,6	61,6	61,6	61,6
	Concepción	62,6	62,4	62,2	62,3	62,2	62,2
	Diferencia	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6
	Proporción	1,18%	1,16%	1,05%	1,17%	1,01%	0,98%

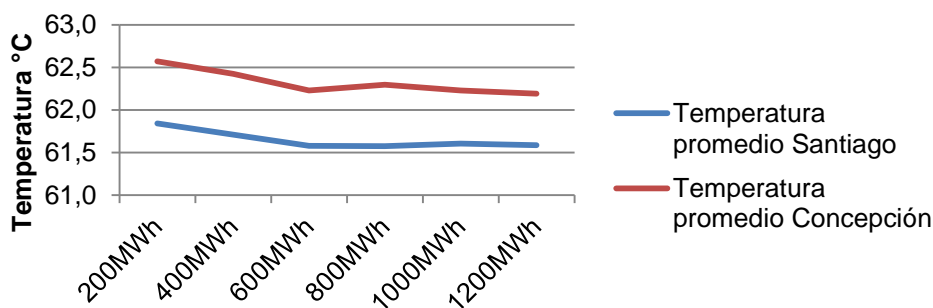


Gráfico 6-84: Comparación de temperatura promedio por energía requerida entre ciudades

La radiación incidente sobre los colectores solares será proporcional al número de estos, por lo que irá subiendo a medida que suben el número de colectores y en la misma proporción para cada ciudad, lo cual será más bien lineal como se observó en el análisis técnico.

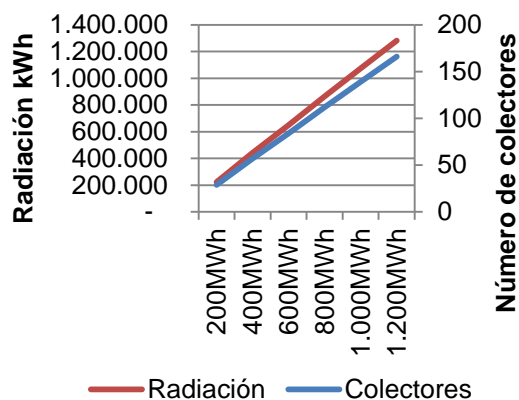


Gráfico 6-85: Relación entre radiación incidente y número de colectores, Santiago

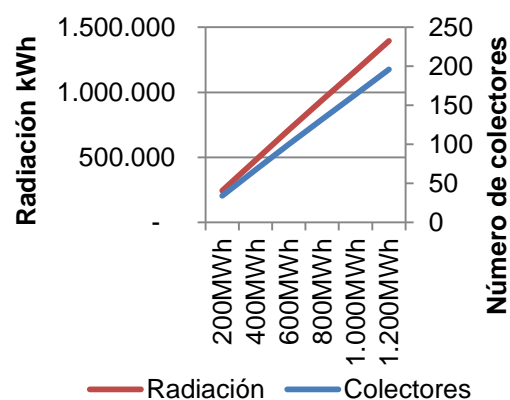


Gráfico 6-86: Relación entre radiación incidente y número de colectores, Concepción

Las diferencias entre las radiaciones solares para las distintas ciudades también serán proporcionales a la diferencia entre los campos solares y a la radiación recibida en cada ciudad. En este caso se observa que la radiación recibida por un campo solar en Santiago es aproximadamente un 8,5% mayor que la radiación recibida por un campo solar en Concepción para todos los campos solares como se observa en la tabla a continuación. El calor transmitido hacia el tanque de almacenamiento también crecerá linealmente con el requerimiento energético, al igual que lo hace el número de colectores y el tamaño del tanque solar.

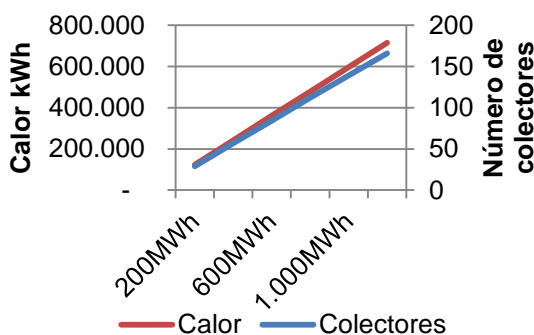


Gráfico 6-87: Relación entre calor transmitido y número de colectores, Santiago

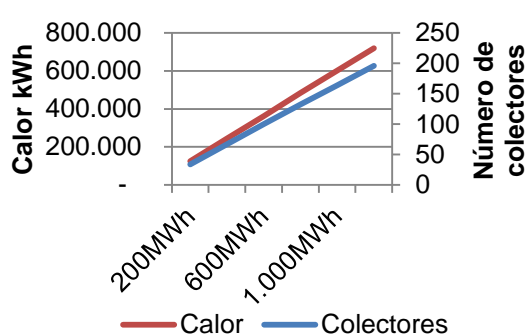


Gráfico 6-88: Relación entre calor transmitido y número de colectores, Concepción

La diferencia entre los calores transmitidos para las distintas ciudades mantiene prácticamente la misma proporción para todos los requerimientos energéticos, aunque se observa una leve mejoría para los requerimientos energéticos más altos, pero sin ser concluyente. En el siguiente gráfico se muestra la relación entre las radiaciones incidentes y los calores transmitidos para las distintas ciudades:

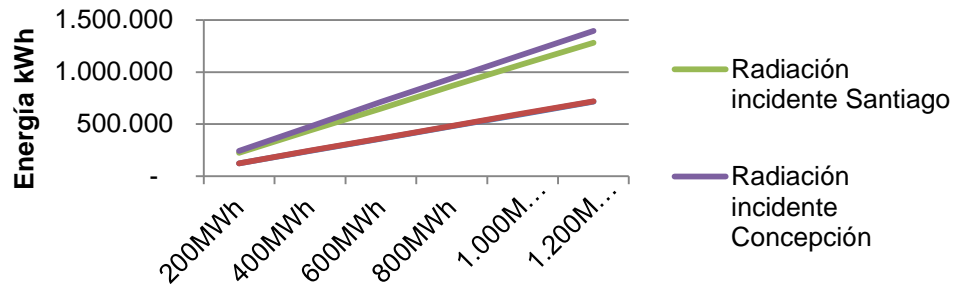


Gráfico 6-89: Comparación de radiación incidente y calor transmitido por energía requerida entre ciudades

6.2.3.3 Análisis energético

La energía ahorrada será directamente proporcional al requerimiento energético ya que se mantuvo fija la fracción solar. Lo mismo ocurre para la energía auxiliar requerida. Como se vio en los resultados las curvas de energía requerida y de energía auxiliar son directamente proporcionales a la energía requerida, pero con pendientes distintas.

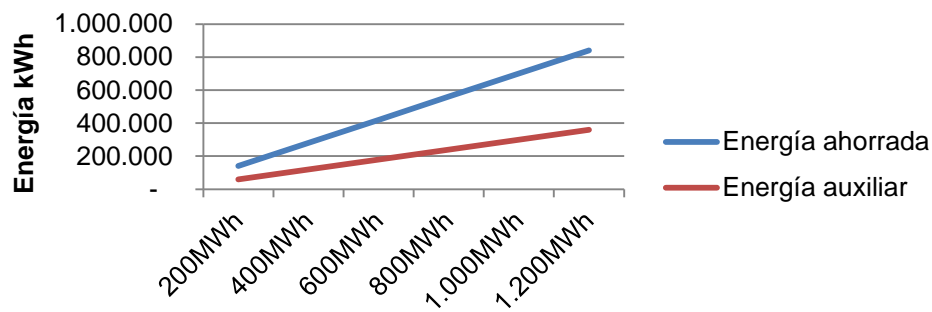


Gráfico 6-90: Energía ahorrada y energía auxiliar por energía requerida para ambas ciudades

6.3 Resultados económicos

La manera en que el sistema genera beneficios económicos es mediante el ahorro de combustible. Mientras más energía genere el sistema solar más energía proveniente de la quema de combustibles fósiles se necesitará y por lo tanto se comprará menor cantidad de estos.

Con el sistema de colectores se espera ahorrar suficiente energía como para hacer rentables los distintos proyectos y demostrar que las energías renovables son competitivas con respecto a las energías tradicionales.

6.3.1 Resultados sobre escenario de despacho horario

6.3.1.1 Santiago Costo de instalación

El costo de instalación de los distintos campos solares va a depender de su propio tamaño, es decir del número de colectores y del tamaño del tanque solar. Se

puede observar que el costo de instalación se minimiza cuando se minimiza tamaño del tanque solar, esto es para el despacho de las 12pm con un costo total de \$182.285.

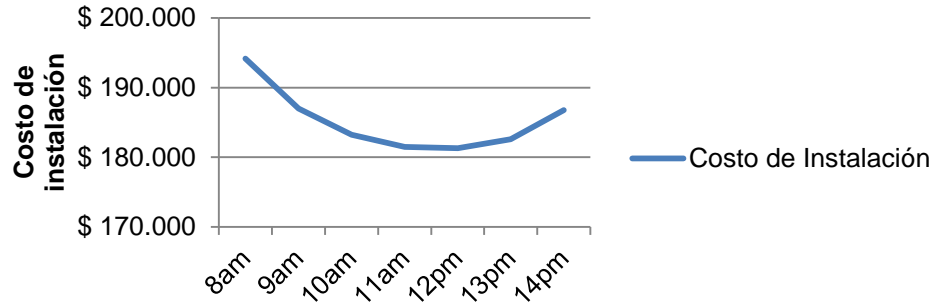


Gráfico 6-91: Costo de instalación vs horario de despacho, Santiago

Beneficios del sistema

Los gastos serán fijos para cada instalación, mientras que los ingresos y beneficios totales dependerán directamente del tipo de combustible con que se compare el sistema solar. En la tabla a continuación se especifican los gastos y los ingresos totales del proyecto y la diferencia para el caso de combustible diesel y gas natural.

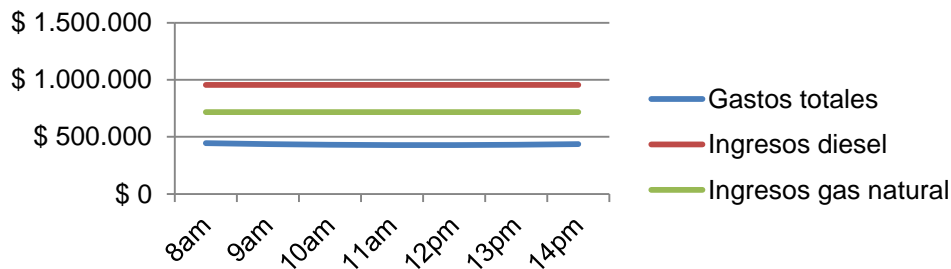


Gráfico 6-92: Gastos e ingresos vs horario de despacho, Santiago

Rentabilidad y factibilidad

La rentabilidad de proyectos que reemplazan combustible diesel también es mayor que la de aquellos proyectos que reemplazan gas natural. Comparado con diesel el proyecto posee rentabilidades de hasta 46% mientras que para el gas natural la rentabilidad alcanza solo el 25%. El retorno en años para proyectos comparados con combustible diesel no supera los 7 años, mientras que para el gas natural puede ser mayor de 9 años.

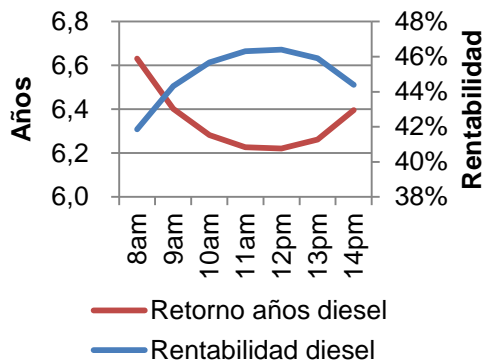


Gráfico 6-93: Retorno y rentabilidad diesel vs horario de despacho, Santiago

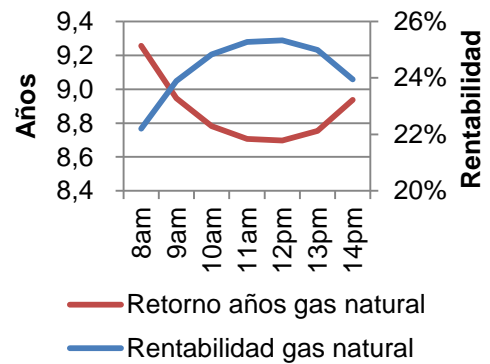


Gráfico 6-94: Retorno y rentabilidad GN vs horario de despacho, Santiago

VAN y TIR del proyecto solar

El VAN del proyecto será diferente según el combustible con el cual compare. A mayor precio del combustible se observa que el VAN es mayor. También se observa que el VAN se maximiza alrededor del mediodía, lo que coincide con la optimización del campo solar. En la tabla a continuación se muestra el VAN y las rentabilidades para los distintos horarios de despacho y para ambos combustibles.

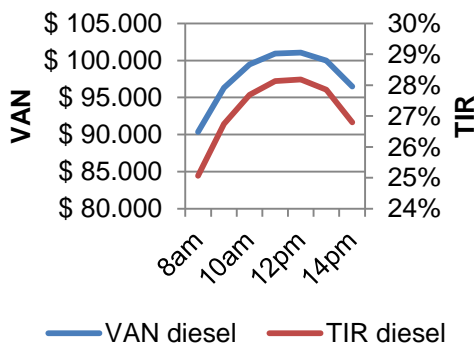


Gráfico 6-95: VAN y TIR diesel vs horario de despacho, Santiago

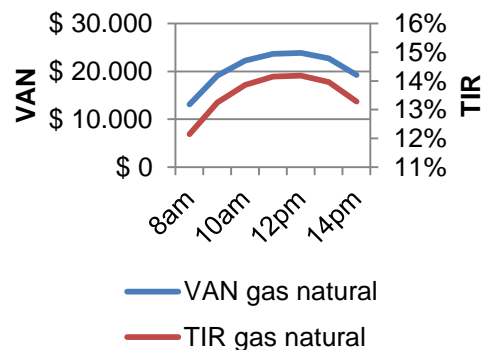


Gráfico 6-96: VAN y TIR GN vs horario de despacho, Santiago

Ahorro económico

Por otro lado, si se toma el CEN real de la energía generada por el sistema solar y se compara con los precios de los combustibles reemplazados se puede observar el ahorro por cada kWh. Se observa que el ahorro se maximiza en los horarios del mediodía, lo que finalmente termina de confirmar que ese es el horario que optimiza los beneficios económicos.

Tabla 6-27: CEN y ahorro económico según horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
8am	\$ 0,0708	\$ 0,1000	29,24%	\$ 0,0750	5,66%
10am	\$ 0,0678	\$ 0,1000	32,19%	\$ 0,0750	9,59%
12pm	\$ 0,0673	\$ 0,1000	32,71%	\$ 0,0750	10,28%

Horario de despacho	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
14pm	\$ 0,0688	\$ 0,1000	31,23%	\$ 0,0750	8,31%

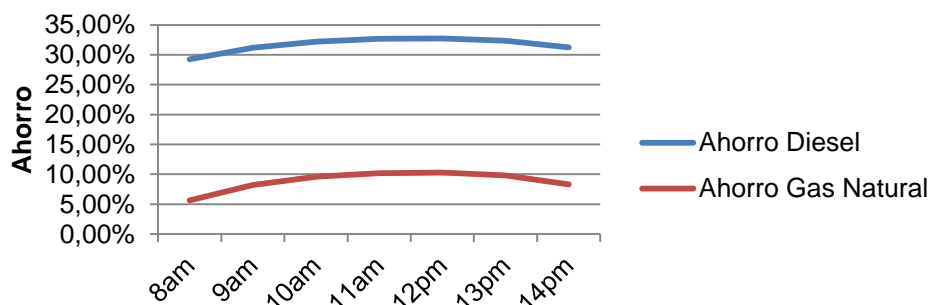


Gráfico 6-97: Ahorro económico vs horario de despacho, Santiago

6.3.1.2 Concepción Costo de instalación

El costo de instalación de los distintos campos solares va a depender del tamaño de este, es decir del número de colectores y del tamaño del tanque, que a su vez depende del horario de despacho. Se puede observar que el costo de instalación se minimiza cuando se minimiza tamaño del tanque solar, esto es para el despacho de las 12pm con un costo total de \$211.076.

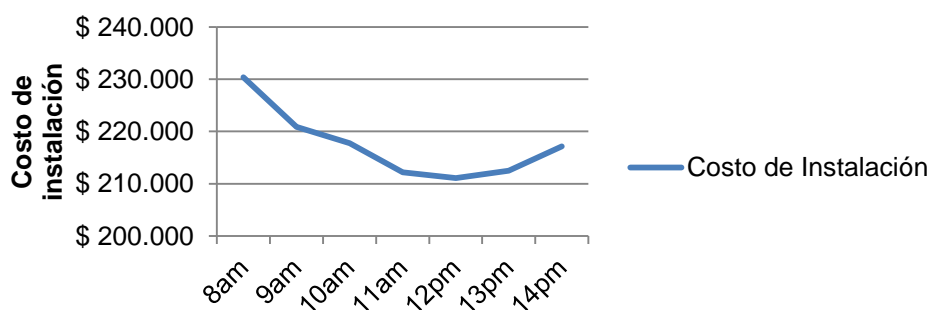


Gráfico 6-98: Costo de instalación vs horario de despacho, Concepción

Beneficios del sistema

Los gastos serán fijos para cada instalación solar, mientras que los ingresos y beneficios totales dependerán directamente del tipo de combustible con que se compare el sistema solar. En la tabla a continuación se especifican los gastos y los ingresos totales del proyecto y la diferencia para el caso de combustible diesel y gas natural.

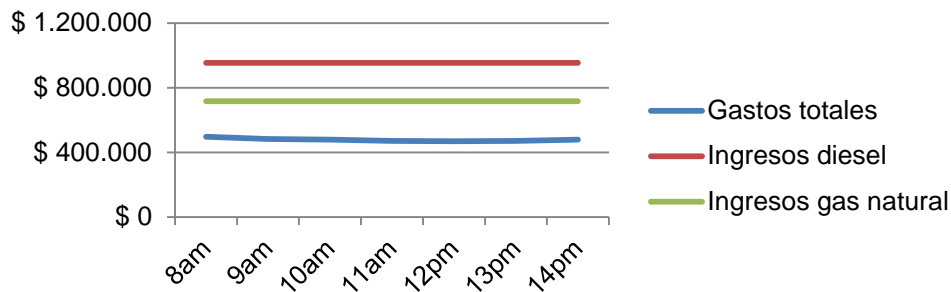


Gráfico 6-99: Gastos e ingresos vs horario de despacho, Concepción

Rentabilidad y factibilidad

La rentabilidad de proyectos que reemplazan combustible diesel es mayor que la de aquellos proyectos que reemplazan gas natural. Comparado con diesel el proyecto posee rentabilidades sobre el 36% en los horarios de despacho de las 11am a las 13pm, mientras que para el gas natural la rentabilidad alcanza solo el 18%. El retorno en años para proyectos comparados con combustible diesel no supera los 8 años en el peor de los casos, mientras que para el gas natural es mayor de 10 años.

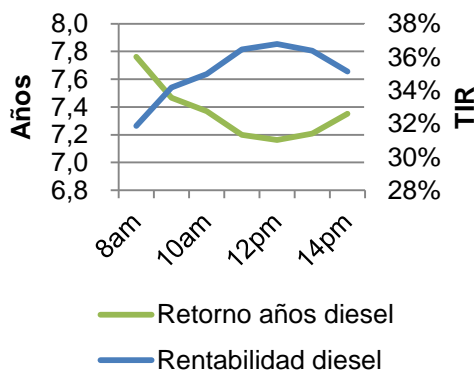


Gráfico 6-100: Retorno y rentabilidad diesel vs horario de despacho, Concepción

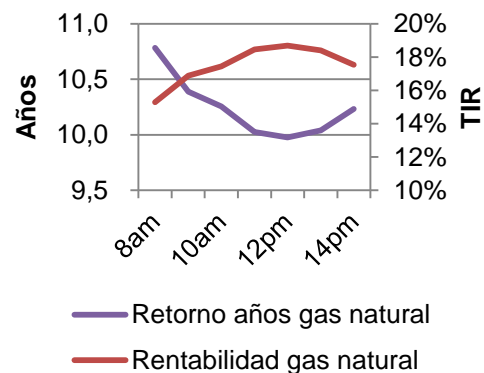


Gráfico 6-101: Retorno y rentabilidad GN vs horario de despacho, Concepción

VAN y TIR del proyecto solar

El VAN del proyecto será diferente según el combustible con el cual compare. A mayor precio del combustible se observa que el VAN es mayor. También se observa que el VAN se maximiza alrededor del mediodía, lo que coincide con la optimización del campo solar. En la tabla a continuación se muestra el VAN y las rentabilidades para los distintos horarios de despacho y para ambos combustibles. En este caso el VAN para el gas natural no es positivo para ningún horario de despacho, mientras que para el petróleo diesel el VAN es positivo en todos los horarios de despacho.

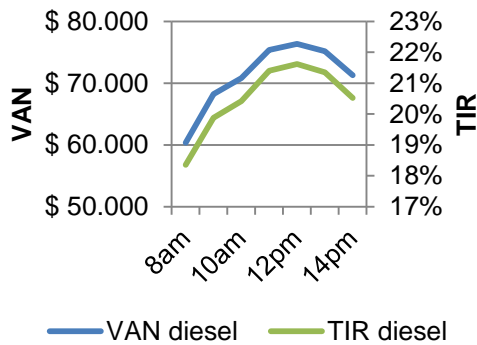


Gráfico 6-102: VAN y TIR diesel vs horario de despacho, Concepción

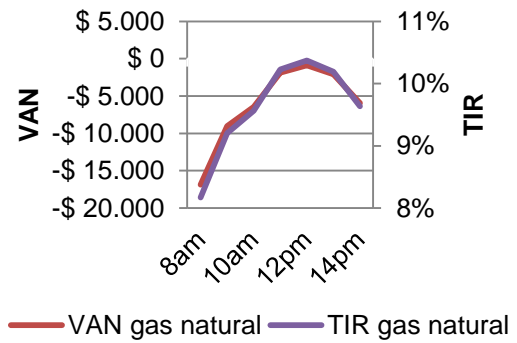


Gráfico 6-103: VAN y TIR GN vs horario de despacho, Concepción

Ahorro económico

Por otro lado, si se toma el CEN real de la energía generada por el sistema solar y se compara con los precios de los combustibles reemplazados se puede observar el ahorro por cada kWh. Se observa que el ahorro se maximiza en los horarios del mediodía, lo que finalmente termina de confirmar que ese es el horario que optimiza los beneficios económicos.

Tabla 6-28: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
8am	\$ 248.646	3.182.744	2.449.147	\$ 0,080	\$ 0,105
10am	\$ 238.210	3.183.005	2.449.348	\$ 0,077	\$ 0,100
12pm	\$ 232.658	3.183.039	2.449.374	\$ 0,075	\$ 0,098
14pm	\$ 237.691	3.182.494	2.448.954	\$ 0,077	\$ 0,100

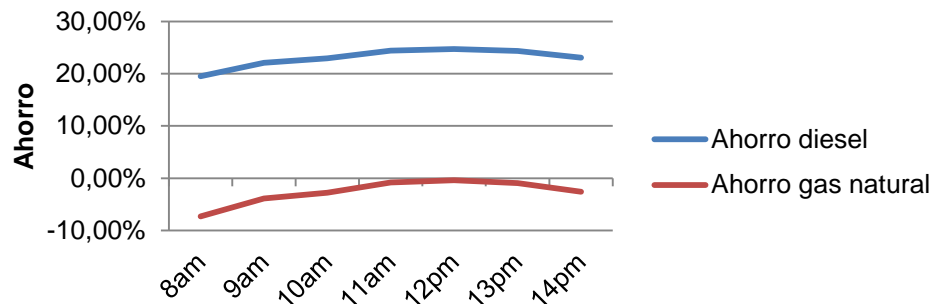


Gráfico 6-104: Ahorro económico vs horario de despacho, Concepción

6.3.2 Resultados sobre escenario de fracción solar

6.3.2.1 Santiago Costo de instalación

A medida que aumente la fracción solar se observa que el costo de instalación va a ir subiendo, aunque no proporcionalmente. Se observa que el costo marginal de cada

kWh ahorrado va subiendo a medida que sube la fracción solar, mientras que a valores más bajos de esta el costo de cada kWh se va estabilizando.

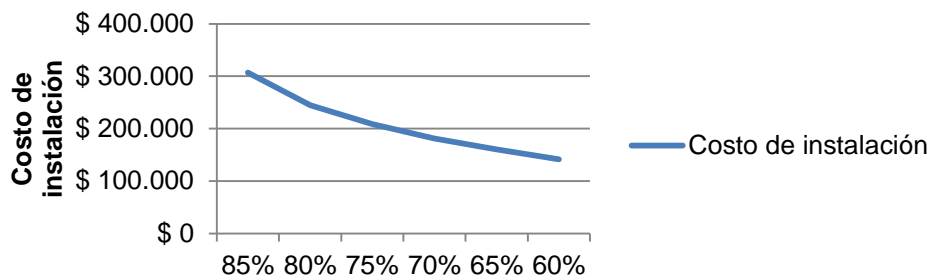


Gráfico 6-105: Costo de instalación vs fracción solar, Santiago

Beneficios del sistema

Los gastos irán aumentando a medida que aumenta la fracción solar debido a las mayores inversiones iniciales, mientras que los ingresos y beneficios totales dependerán de la fracción solar y del tipo de combustible con que se compare el sistema solar. En la tabla a continuación se especifican los gastos y los ingresos totales del proyecto.

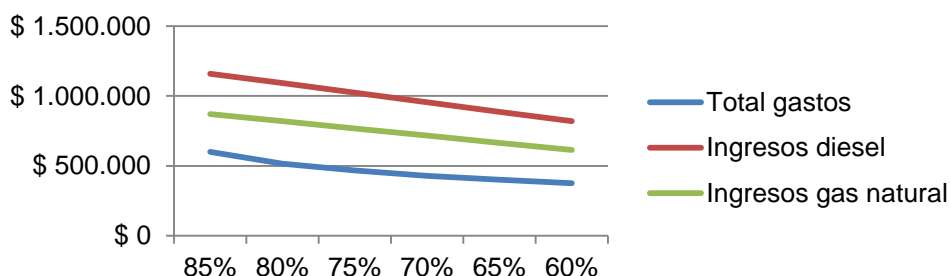


Gráfico 6-106: Gastos e ingresos vs fracción solar, Santiago

Rentabilidad y factibilidad

La rentabilidad de los proyectos va aumentando a medida que baja la fracción solar, sin embargo se nota que esta se va a estabilizando para los valores más bajos de esta. Los años de retorno de capital van en aumento a medida que aumenta la fracción solar, pero también se observa una estabilización para los valores más bajos de esta.

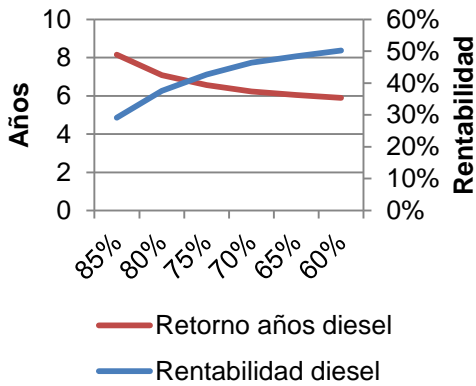


Gráfico 6-107: Retorno y rentabilidad diesel vs fracción solar, Santiago

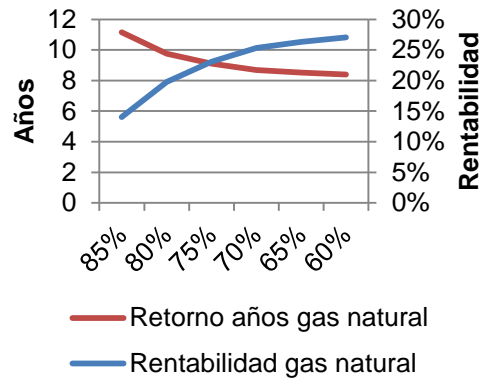


Gráfico 6-108: Retorno y rentabilidad GN vs fracción solar, Santiago

VAN y TIR del proyecto solar

El VAN del proyecto será diferente según el combustible con el cual compare. A mayor precio del combustible se observa que el VAN es mayor. También se observa que el VAN se maximiza alrededor de fracciones solares cerca del 75% para el caso de combustible diesel y del 70% para el caso del gas natural. El TIR van en aumento a medida que disminuye la fracción solar, sin embargo este se estabiliza para valores más bajos de la fracción solar.

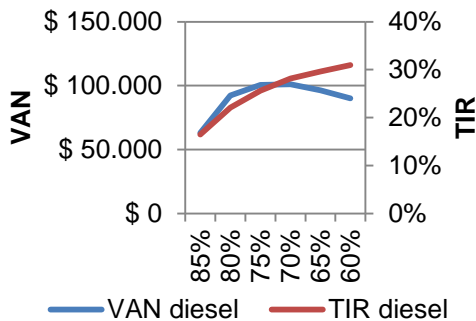


Gráfico 6-109: VAN y TIR diesel vs fracción solar, Santiago

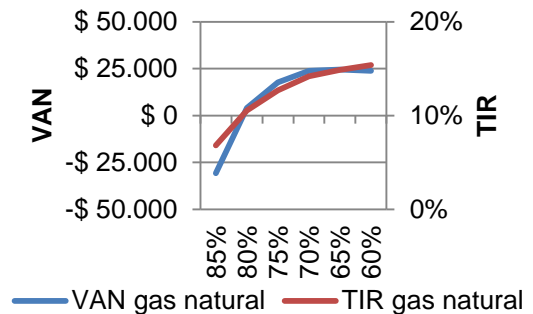


Gráfico 6-110: VAN y TIR GN vs fracción solar, Santiago

. Ahorro económico

Por otro lado, si se toma el CEN real de la energía generada por el sistema solar y se compara con los precios de los combustibles reemplazados se puede observar el ahorro por cada kWh. Se observa que para valores más altos de la fracción solar los ahorros bajan considerablemente, mientras que para valores más bajos de esta los ahorros tienden a estabilizarse.

Tabla 6-29: CEN y ahorro económico según fracción solar, Santiago

Fracción solar	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
80%	\$ 0,074	\$ 0,100	26,2%	\$ 0,075	1,5%
70%	\$ 0,067	\$ 0,100	32,7%	\$ 0,075	10,3%
60%	\$ 0,066	\$ 0,100	34,0%	\$ 0,075	12,0%

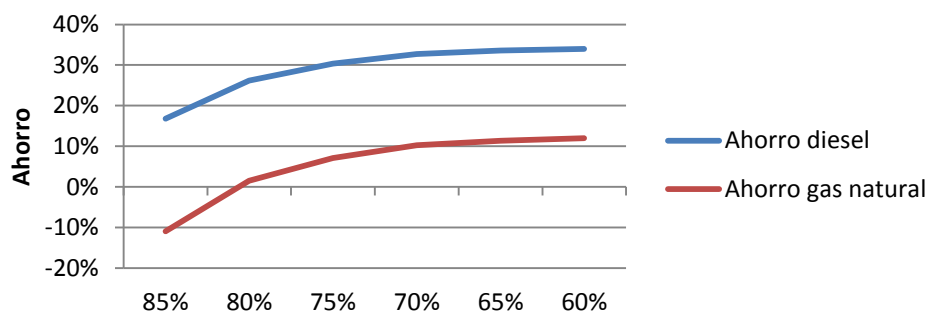


Gráfico 6-111: Ahorro económico vs fracción solar, Santiago

6.3.2.2 Concepción Costo de instalación

A medida que aumente la fracción solar se observa que el costo de instalación va a ir subiendo, aunque no proporcionalmente. Se observa que el costo marginal de cada kWh ahorrado va subiendo a medida que sube la fracción solar, mientras que a valores más bajos de esta el costo de cada kWh se va estabilizando.

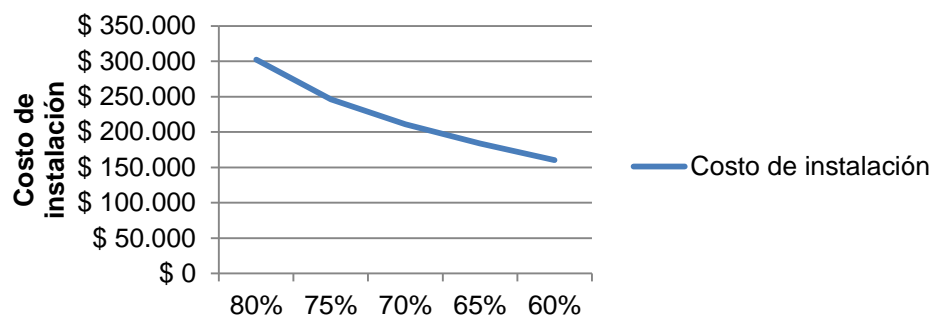


Gráfico 6-112: Costo de instalación vs fracción solar, Concepción

Beneficios del sistema

Los gastos irán aumentando a medida que aumenta la fracción solar debido a las mayores inversiones iniciales, mientras que los ingresos y beneficios totales dependerán de la fracción solar y del tipo de combustible con que se compare el sistema solar. En la tabla a continuación se especifican los gastos y los ingresos totales del proyecto y la diferencia para el caso de combustible diesel y gas natural.

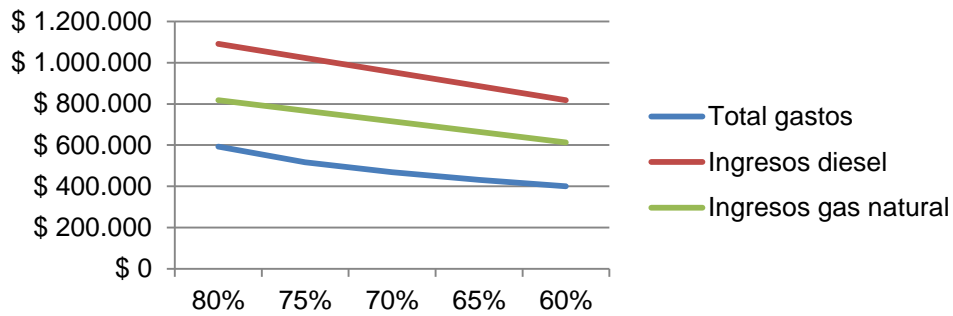


Gráfico 6-113: Gastos e ingresos vs fracción solar, Concepción

Rentabilidad y factibilidad

La rentabilidad de los proyectos va aumentando a medida que baja la fracción solar, sin embargo se nota que esta se va a estabilizando para los valores más bajos de esta. Los años de retorno de capital van en aumento a medida que aumenta la fracción solar, pero también se observa una estabilización para los valores más bajos de esta.

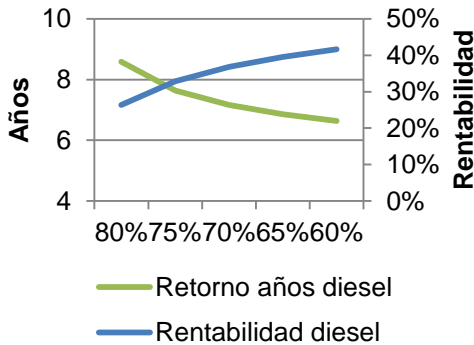


Gráfico 6-114: Retorno y rentabilidad diesel vs fracción solar, Concepción

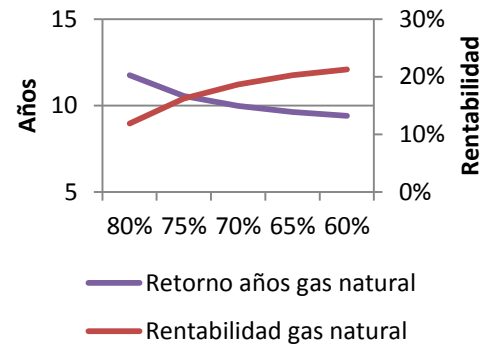


Gráfico 6-115: Retorno y rentabilidad GN vs fracción solar, Concepción

VAN y TIR del proyecto solar

El VAN del proyecto será diferente según el combustible con el cual compare. A mayor precio del combustible se observa que el VAN es mayor. También se observa que el VAN se maximiza alrededor de fracciones solares cerca del 65% para el caso de combustible diesel y para fracciones solares más bajas del 60% para el caso del gas natural. El TIR van en aumento a medida que disminuye la fracción solar, sin embargo este se estabiliza para valores más bajos de la fracción solar.

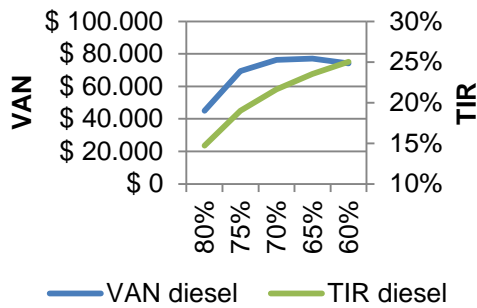


Gráfico 6-116: VAN y TIR diesel vs fracción solar, Concepción

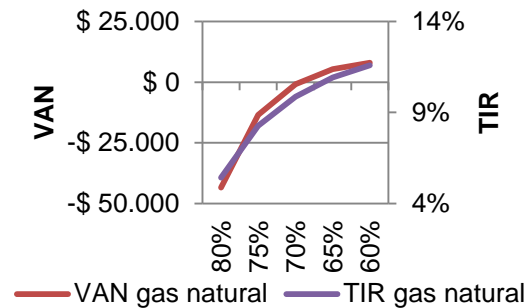


Gráfico 6-117: VAN y TIR GN vs fracción solar, Concepción

Ahorro económico

Por otro lado, si se toma el CEN real de la energía generada por el sistema solar y se compara con los precios de los combustibles reemplazados se puede observar el ahorro por cada kWh. Se observa que para valores más altos de la fracción solar los ahorros bajan considerablemente, mientras que para valores más bajos de esta los ahorros tienden a estabilizarse.

Tabla 6-30: CEN y ahorro económico según fracción solar, Concepción

Fracción solar	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
80%	\$ 0,087	\$ 0,100	12,7%	\$ 0,075	-16,37%
70%	\$ 0,075	\$ 0,100	24,7%	\$ 0,075	-0,38%
60%	\$ 0,072	\$ 0,100	28,0%	\$ 0,075	4,03%

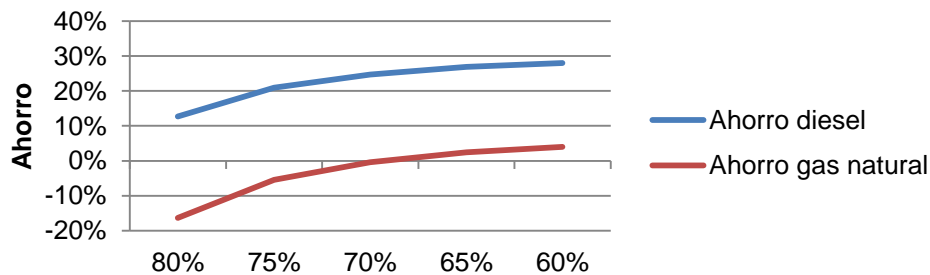


Gráfico 6-118: Ahorro económico vs fracción solar, Concepción

6.3.3 Resultados sobre escenario de energía requerida

6.3.3.1 Santiago Costo de instalación

Los costos de instalación del sistema solar irán en aumento a medida que aumenta también la energía requerida. Este aumento es prácticamente proporcional, aunque se puede observar una pequeña reducción en el costo marginal de cada kWh ahorrado.

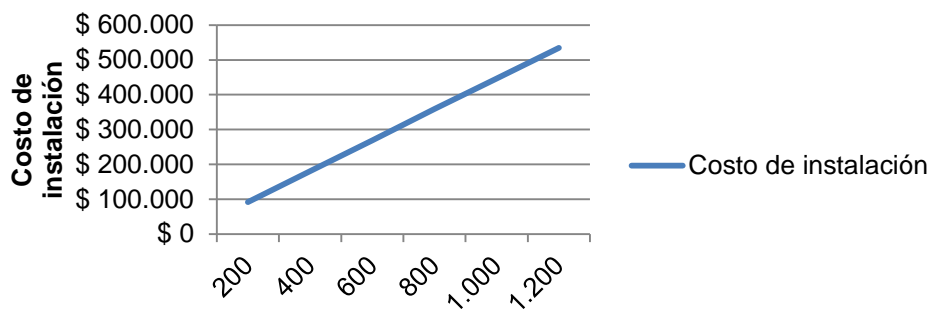


Gráfico 6-119: Costo de instalación vs energía requerida MWh, Santiago

Beneficios del sistema

Los gastos totales también serán proporcionales a la energía requerida mientras que los ingresos totales serán proporcionales a la energía ahorrada por el sistema solar y la pendiente dependerá del combustible con el cual se compare.

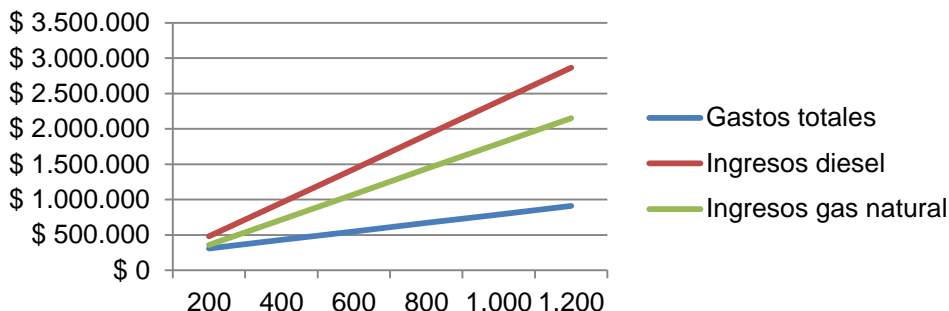


Gráfico 6-120: Gastos e ingresos vs energía requerida MWh, Santiago

Rentabilidad y factibilidad

La rentabilidad de los proyectos va aumentando a medida que aumenta el requerimiento energético, sin embargo se nota que esta se va a estabilizando para los valores más altos de esta. Los años de retorno de capital van en aumento a medida que baja el requerimiento energético, pero también se observa una estabilización para los valores más altos de esta.

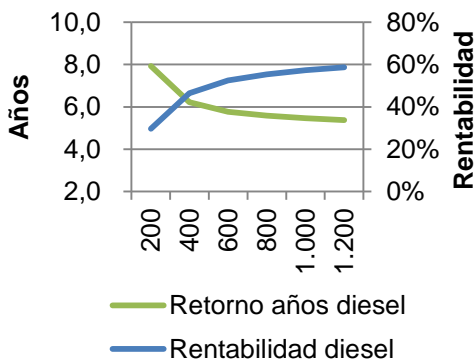


Gráfico 6-121: Retorno y rentabilidad diesel vs energía requerida MWh, Santiago

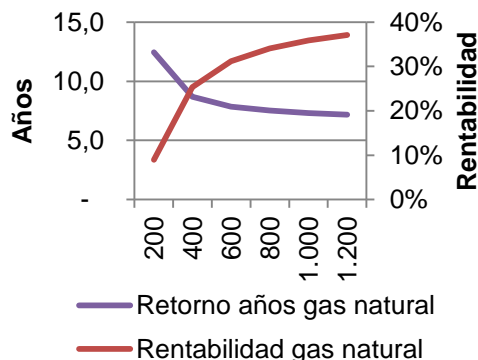


Gráfico 6-122: Retorno y rentabilidad GN vs energía requerida MWh, Santiago

VAN y TIR del proyecto solar

El VAN del proyecto será diferente según el combustible con el cual compare. A mayor precio del combustible se observa que el VAN es mayor. También se observa que el VAN aumenta a medida que aumenta el requerimiento energéticos al igual que el TIR, aunque se nota que este se va a estabilizando a medida que aumenta la fracción solar.

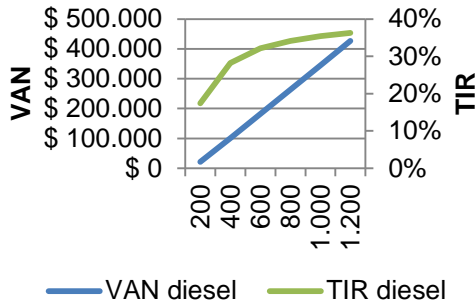


Gráfico 6-123: VAN y TIR diesel vs energía requerida MWh, Santiago

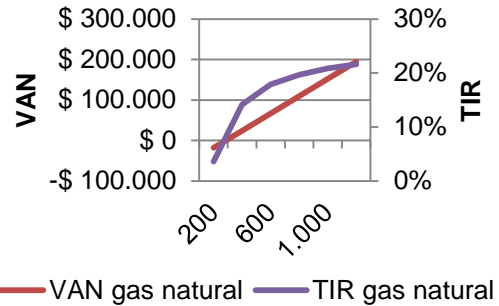


Gráfico 6-124: VAN y TIR GN vs energía requerida MWh, Santiago

Ahorro económico

Por otro lado, si se toma el CEN real de la energía generada por el sistema solar y se compara con los precios de los combustibles reemplazados se puede observar el ahorro por cada kWh. Se observa que para valores más altos de la energía requerida el ahorro se hace mayor, sin embargo se nota que se va estabilizando para los valores más altos de esta.

Tabla 6-31: CEN y ahorro económico según energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
200	\$ 0,086	\$ 0,100	13,5%	\$ 0,075	-15,3%
800	\$ 0,057	\$ 0,100	42,6%	\$ 0,075	23,5%
1.200	\$ 0,054	\$ 0,100	46,0%	\$ 0,075	28,0%

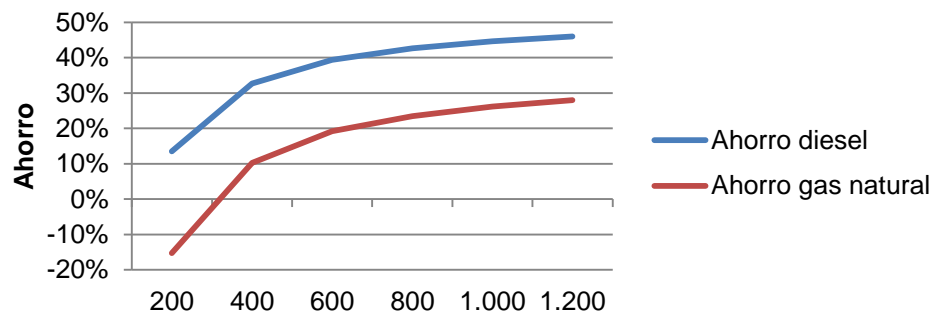


Gráfico 6-125: Ahorro económico vs energía requerida MWh, Santiago

6.3.3.2 Concepción

Costo de instalación

Los costos de instalación del sistema solar irán en aumento a medida que aumenta también la energía requerida. Este aumento es prácticamente proporcional, aunque se puede observar una pequeña reducción en el costo marginal de cada kWh ahorrado.

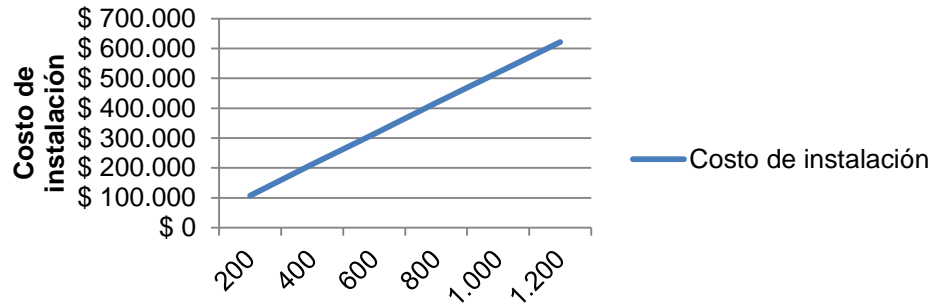


Gráfico 6-126: Costo de instalación vs energía requerida MWh, Concepción

Beneficios del sistema

Los gastos totales también serán proporcionales a la energía requerida mientras que los ingresos totales serán proporcionales a la energía ahorrada por el sistema solar y la pendiente dependerá del combustible con el cual se compare.

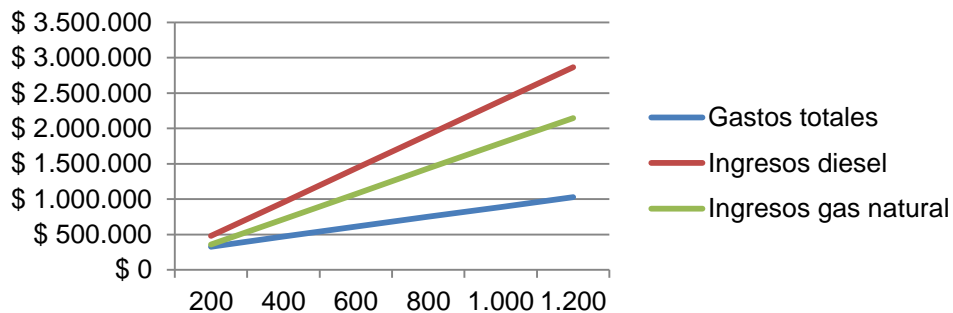


Gráfico 6-127: Gastos e ingresos vs energía requerida, Concepción

Rentabilidad y factibilidad

La rentabilidad de los proyectos va aumentando a medida que aumenta el requerimiento energético, sin embargo se nota que esta se va a estabilizando para los valores más altos de esta. Los años de retorno de capital van en aumento a medida que baja el requerimiento energético, pero también se observa una estabilización para los valores más altos de esta.

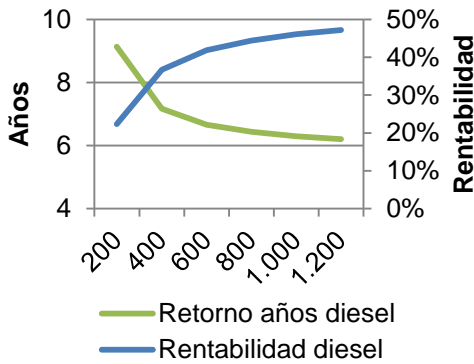


Gráfico 6-128: Retorno y rentabilidad diesel vs energía requerida MWh, Concepción

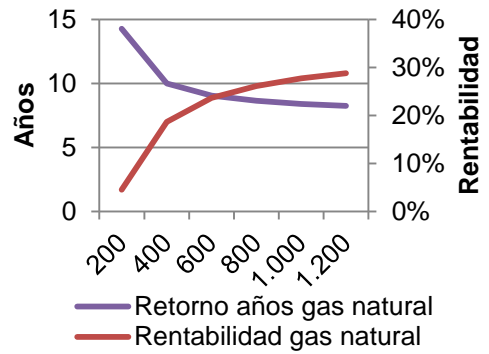


Gráfico 6-129: Retorno y rentabilidad GN vs energía requerida MWh, Concepción

VAN y TIR del proyecto solar

El VAN del proyecto será diferente según el combustible con el cual compare. A mayor precio del combustible se observa que el VAN es mayor. También se observa que el VAN aumenta a medida que aumenta el requerimiento energéticos al igual que el TIR, aunque se nota que este se va a estabilizando a medida que aumenta la fracción solar.

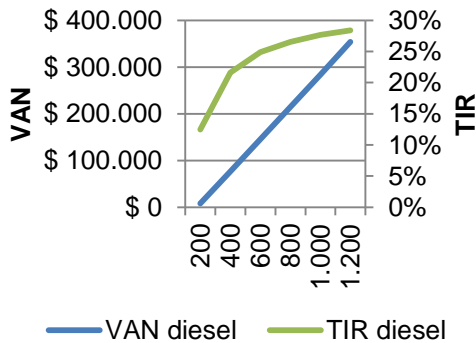


Gráfico 6-130: VAN y TIR diesel vs energía requerida MWh, Concepción

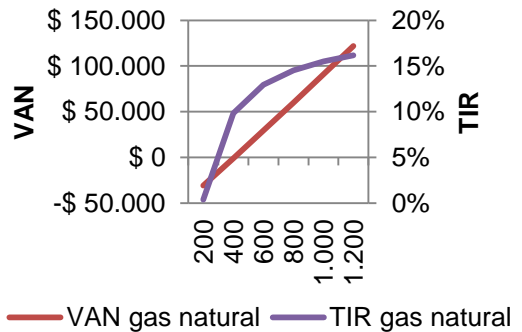


Gráfico 6-131: VAN y TIR GN vs energía requerida MWh, Concepción

Ahorro económico

Si se toma el CEN real de la energía generada por el sistema solar y se compara con los precios de los combustibles reemplazados se puede observar el ahorro por cada kWh. Para valores más altos de la energía requerida el ahorro se hace mayor, sin embargo se nota que se va estabilizando para los valores más altos de esta.

Tabla 6-32: CEN y ahorro económico según energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
200	\$ 0,095	\$ 0,100	5,3%	\$ 0,075	-26,3%
800	\$ 0,065	\$ 0,100	34,7%	\$ 0,075	12,9%
1.200	\$ 0,062	\$ 0,100	38,1%	\$ 0,075	17,5%

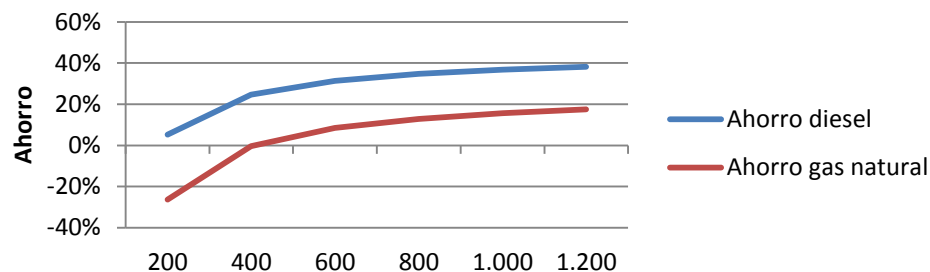


Gráfico 6-132: Ahorro económico vs energía requerida, Concepción

6.4 Análisis de resultados económicos

En este capítulo se muestran análisis comparativos de los resultados mostrados en el capítulo anterior. Este análisis comparará los siguientes resultados económicos:

- Costo de instalación
- Valor actual neto (VAN)
- Rentabilidad propia
- Ahorro económico

La comparación de estos resultados sigue la misma estructura que los resultados, es decir se dividirán en 3 sección principales, a saber:

- Análisis de escenario de horario de despacho
- Análisis de escenario de fracción solar
- Análisis de escenario de energía requerida

Por último el análisis compara los distintos valores según dos variables de los distintos proyectos:

- Ciudad en que se levanta el proyecto:
 - Santiago
 - Concepción
- Combustible con el cual se compara el proyecto:
 - Petróleo diesel
 - Gas natural

6.4.1 Análisis de escenario de horario de despacho

Como se observa en los resultados el costo de instalación de los sistemas solares se minimizan alrededor del mediodía, alcanzando un óptimo técnico. La

comparación de los costos entre ciudades muestra que los costos para las instalaciones en la ciudad de Santiago son bastante más baratos debido a los menores campos solares. Por otro lado la diferencia se mantiene bastante estable entre los horarios de despacho, aunque se puede observar una leve tendencia a ser más pequeña para horarios de despacho más atrasados.

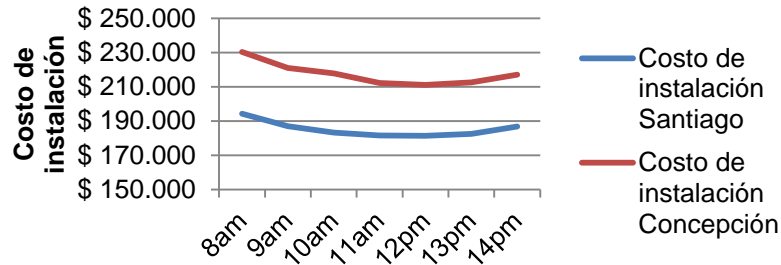


Gráfico 6-133: Comparación de costo de instalación por horario de despacho entre ciudades

6.4.1.1 Comparación entre ciudades

En los resultados se puede observar que el VAN de los proyectos se maximiza en los horarios de despacho del medio día, mostrando coherencia con los costos de instalación, además el VAN dependerá del tipo de combustible utilizado. Para un mismo combustible, las diferencias entre los VAN de las ciudades muestra una disminución para horarios de despacho más atrasados, además se observa que, independiente del tipo de combustible, para cada horario de despacho la diferencia del VAN entre ciudades es el mismo.

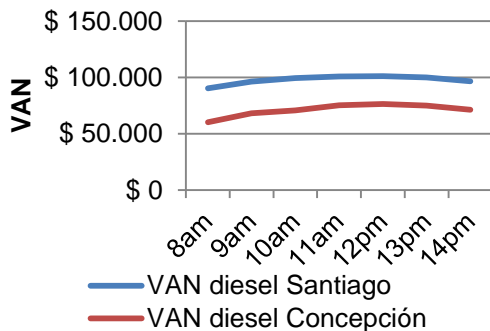


Gráfico 6-134: Comparación de VAN por horario de despacho entre ciudades, Diesel

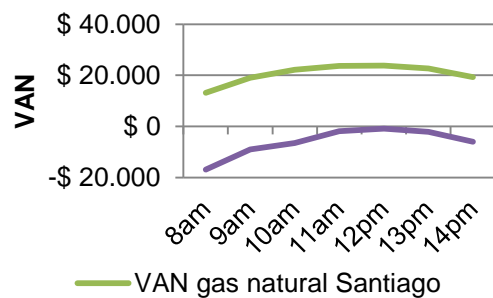


Gráfico 6-135: Comparación de VAN por horario de despacho entre ciudades, GN

Las rentabilidades también muestran la misma tendencia que el VAN del proyecto, se maximizan para horarios de despacho cercanos al mediodía. La diferencia entre la rentabilidad entre ciudades se mantiene más bien estable, aunque muestra una tendencia a hacerse más pequeña para horarios de despacho más atrasados. También se observa que los proyectos de gas natural con una fracción solar del 70% en Concepción nunca llegan a ser rentables.

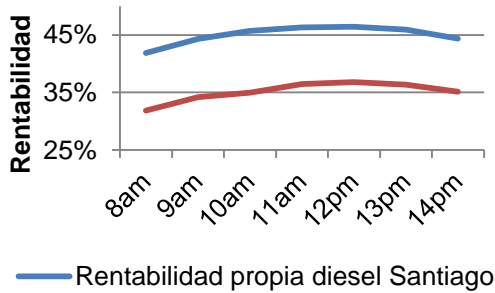


Gráfico 6-136: Comparación de rentabilidad por horario de despacho entre ciudades, Diesel

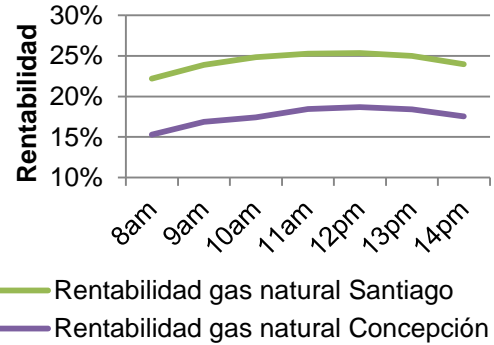


Gráfico 6-137: Comparación de rentabilidad por horario de despacho entre ciudades, GN

Los ahorros económicos muestran que también se maximizan durante los horarios de despacho del mediodía. Por otro lado se observa que la diferencia de ahorro entre ciudades para un mismo combustible se minimiza durante los horarios de despacho de mediodía. Al igual que el VAN el caso de comparación con gas natural en Concepción no muestra ahorros positivos.

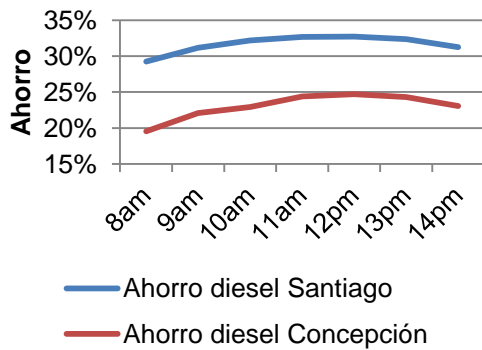


Gráfico 6-138: Comparación de ahorro por horario de despacho entre ciudades, Diesel

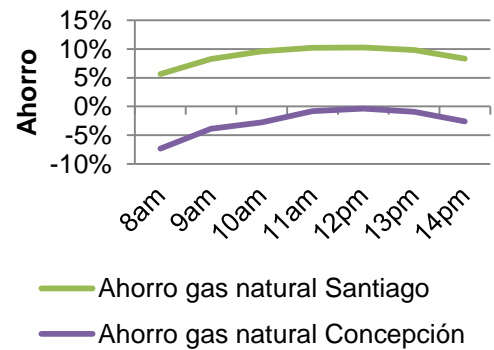


Gráfico 6-139: Comparación de ahorro por horario de despacho entre ciudades, GN

6.4.1.2 Comparación entre combustibles

Para la comparación entre combustibles se observa que la diferencia entre VAN tiene el mismo valor independiente del horario de despacho e independiente de la ciudad en la cual se levante el proyecto. Esto indica que el VAN será función únicamente de los ingresos y por lo tanto del precio de los combustibles.

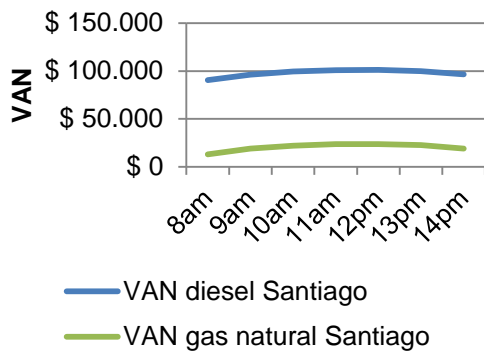


Gráfico 6-140: Comparación de VAN por horario de despacho entre combustibles, Santiago

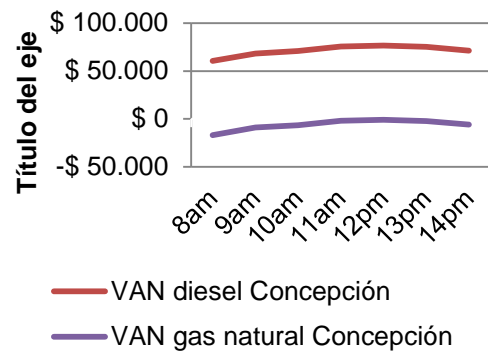


Gráfico 6-141: Comparación de VAN por horario de despacho entre combustibles, Concepción

Para una misma ciudad, la comparación de rentabilidad entre combustibles muestra una maximización leve durante los horarios del mediodía, aunque las diferencias se mantienen más bien estables, esto significa que la diferencia entre rentabilidades se maximiza durante estos horarios. También se nota que en la ciudad de Santiago estas diferencias son mayores en valor que para la ciudad de Concepción.

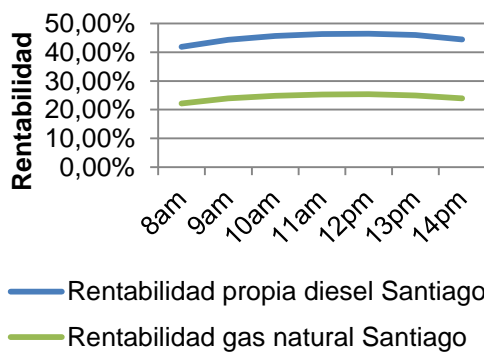


Gráfico 6-142: Comparación de rentabilidad por horario de despacho entre combustibles, Santiago

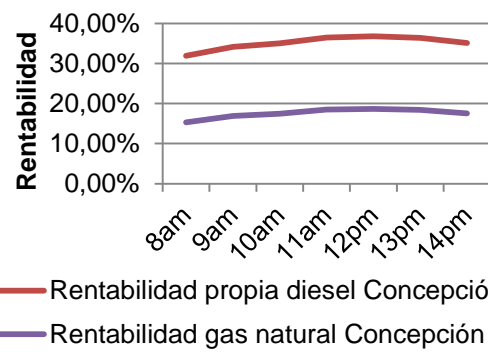


Gráfico 6-143: Comparación rentabilidad horario de despacho entre combustibles, Concepción

Para el caso del ahorro se observa que la diferencia entre combustibles se minimiza levemente durante los horarios del medio día, por lo cual los ahorros serán más parecidos durante estos horarios. Sin embargo las diferencias se mantienen más bien estables. Estas diferencias son en mayores para la ciudad de Concepción que para la ciudad de Santiago.

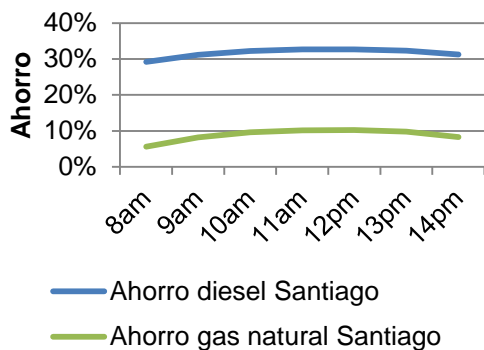


Gráfico 6-144: Comparación de ahorro por horario de despacho entre combustibles, Santiago

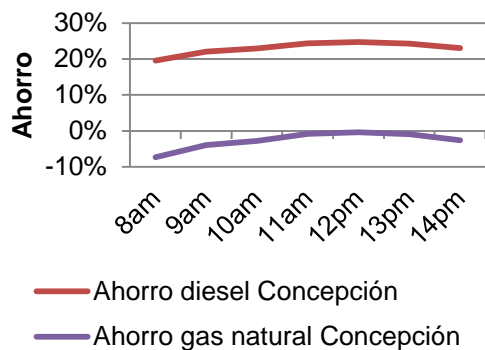


Gráfico 6-145: Comparación de ahorro por horario de despacho entre combustibles, Concepción

6.4.2 Análisis de escenario de fracción solar

El costo de instalación del campo solar va en aumento a medida que aumenta también la fracción solar y aumenta proporcionalmente la diferencia entre los costos de las distintas ciudades. Como ya se observó los costos marginales de un aumento en la fracción solar van al alza, por lo que los costos no son perfectamente lineales con la fracción solar, sino que muestran una curvatura hacia el alza. La diferencia entre los costos va en aumento también, al igual que la proporción.

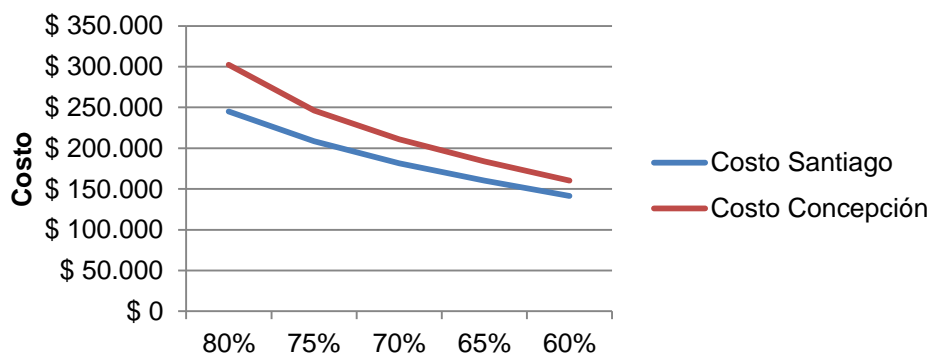


Gráfico 6-146: Comparación de costo de instalación por fracción solar entre ciudades

6.4.2.1 Comparación entre ciudades

La comparación entre ciudades para distintas fracciones solares muestra que los VAN muestran un máximo que dependerá de la ciudad en donde se encuentren. Para Santiago los VAN máximos se encuentran cerca del 70% de fracción solar en comparación del combustible diesel, mientras que en comparación con gas natural el máximo se encuentra para fracciones solares cercanas al 65%. Para Concepción el máximo estará cerca del 65% para el combustible diesel mientras que para el gas natural el máximo se encuentra bajo el 60% de fracción solar. Como ya se observó la diferencia de VAN entre ciudades es la misma para cada fracción solar, independiente del combustible.

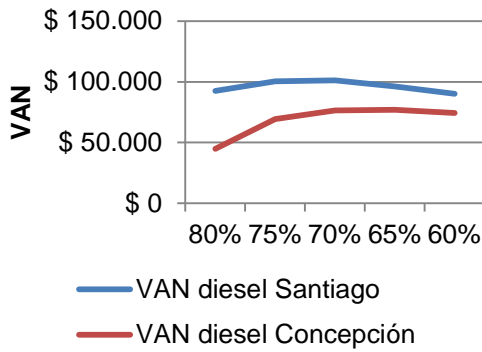


Gráfico 6-147: Comparación de VAN por fracción solar entre ciudades, Diesel

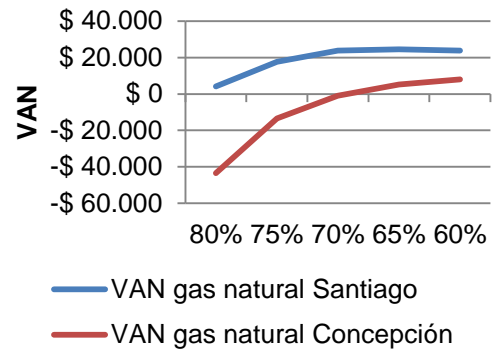


Gráfico 6-148: Comparación de VAN por fracción solar entre ciudades, GN

La comparación de rentabilidad muestra que esta disminuye a medida que aumenta la fracción solar, aunque tiende a estabilizarse para fracciones solares más bajas. Las diferencias de rentabilidades entre ciudades también muestran un aumento a medida que sube la fracción solar, por lo que se observa que la rentabilidades de la ciudad de Concepción se castiga más para valores más altos de esta.

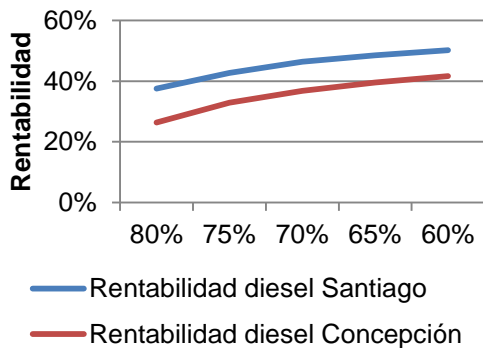


Gráfico 6-149: Comparación de rentabilidad por fracción solar entre ciudades, Santiago

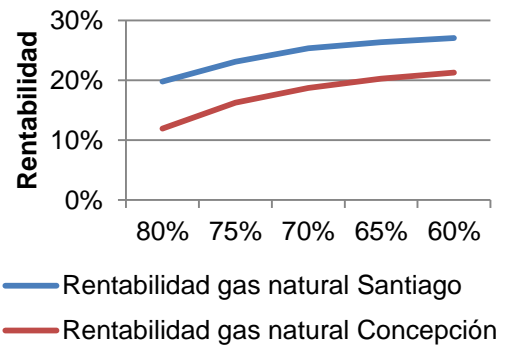


Gráfico 6-150: Comparación de rentabilidad por fracción solar entre ciudades, Concepción

La comparación del ahorro económico muestra que este va en aumento a medida que disminuye la fracción solar, hasta estabilizarse para valores más bajos de esta. Por otro lado se observa que la diferencia de ahorro entre ciudades muestra una disminución para a medida que baja la fracción solar, por lo que los valores de ahorros para ambas ciudades se van a acercando entre sí. Se observa también que los ahorros se hacen positivos para las mismas fracciones solares en que el VAN es positivo y por lo tanto cuando el proyecto se hace rentable.

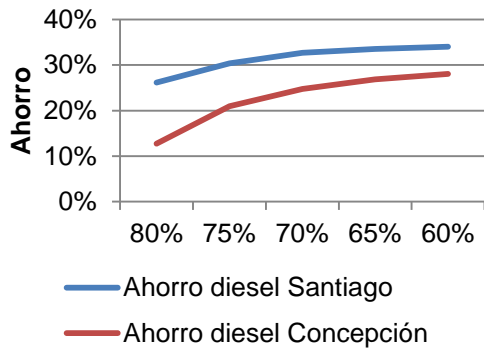


Gráfico 6-151: Comparación de ahorro por fracción solar entre ciudades, Diesel

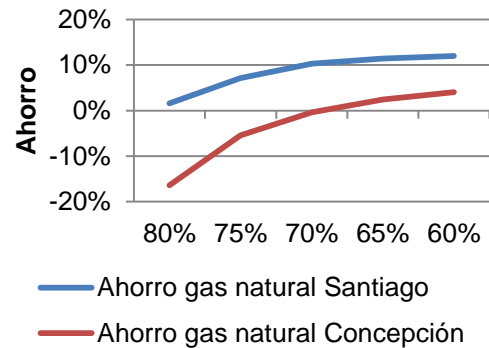


Gráfico 6-152: Comparación de ahorro por fracción solar entre ciudades, GN

6.4.2.2 Comparación entre combustibles

La comparación de los VAN entre distintos combustibles muestra que para el diesel los proyectos muestran un valor mucho más elevado que para los proyectos comparados con gas natural. Por otro lado se observa que a medida que aumenta la fracción solar la diferencia de VAN entre combustibles van en aumento, por lo que las curvas se van abriendo. Como ya se observó, la diferencia de VAN entre combustibles es igual para cada fracción solar independiente de la ciudad.

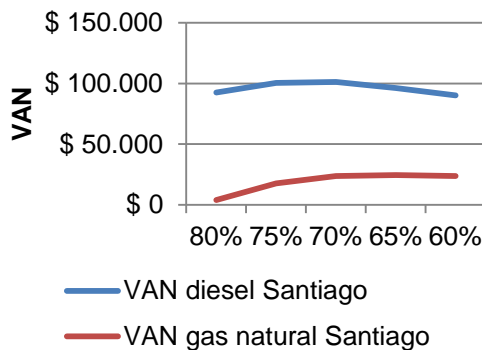


Gráfico 6-153: Comparación de VAN por fracción solar entre Combustibles, Santiago

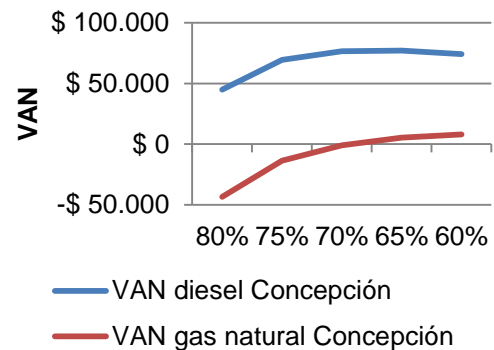


Gráfico 6-154: Comparación de VAN por fracción solar entre combustibles, Concepción

La rentabilidad muestra una disminución con las fracciones solares más altas mientras que para fracciones solares más bajas muestra una tendencia a la estabilización. Por otro lado se observa que para fracciones solares más altas la diferencia de rentabilidades entre combustibles muestra una tendencia a disminuir, por lo que se observa que las curvas se van a acercando entre sí.

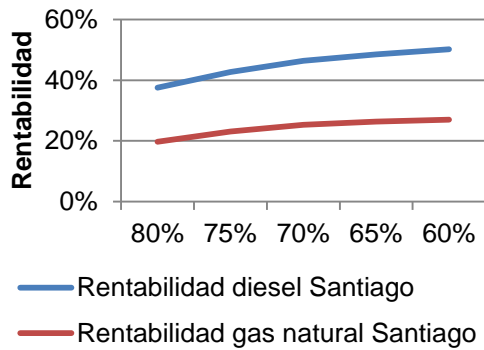


Gráfico 6-155: Comparación de rentabilidad por fracción solar entre combustibles, Santiago

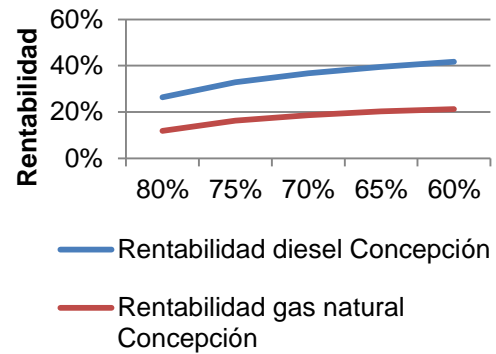


Gráfico 6-156: Comparación de rentabilidad por fracción solar entre combustibles, Concepción

Los ahorros muestran una tendencia a disminuir para las fracciones solares más altas y una estabilización para las fracciones solares más bajas. Por otro lado se observa que la diferencia de ahorros entre combustibles muestra una tendencia a aumentar a medida que sube la fracción solar.

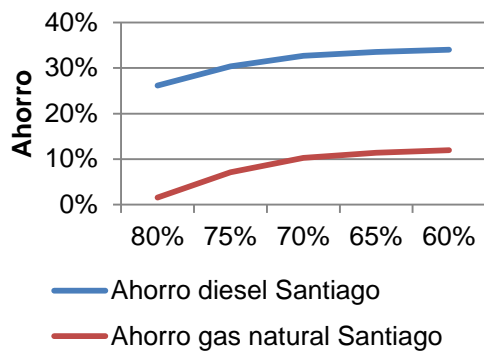


Gráfico 6-157: Comparación de ahorro por fracción solar entre combustibles, Santiago

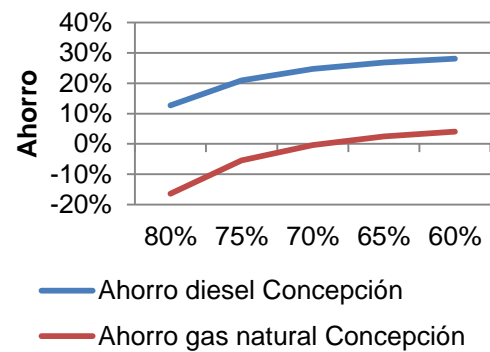


Gráfico 6-158: Comparación de ahorro por fracción solar entre combustibles, Santiago

6.4.3 Análisis de escenario de energía requerida

Los costos de instalación para los campos solares de las ciudades muestran una tendencia a aumentar proporcionalmente a con la energía requerida. Esto se puede observar también en la diferencia de los costos de instalación, la cual aumenta en una misma proporción para cada energía requerida.

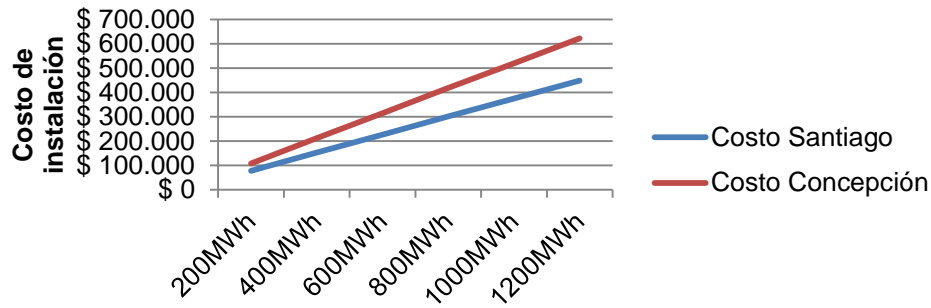


Gráfico 6-159: Comparación de costo de instalación por energía requerida entre ciudades

6.4.3.1 Comparación entre ciudades

Los VAN muestran una tendencia a aumentar progresivamente a medida que aumenta la energía requerida. Esto quiere decir que para proyectos más grandes, con mayores campos solares, se encontrarán proyectos más rentables.

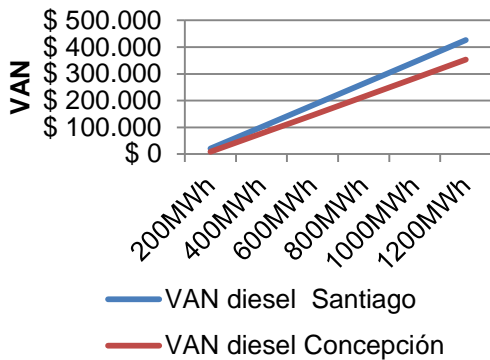


Gráfico 6-160: Comparación de VAN por energía requerida entre ciudades, Diesel

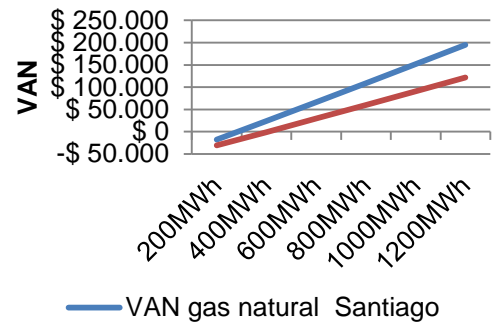


Gráfico 6-161: Comparación de VAN por energía requerida entre ciudades, GN

Las rentabilidades muestran una tendencia a aumentar con la energía requerida, pero también es observable que existe una tendencia a estabilizarse para los valores más altos de esta, por lo que se espera que para cada ciudad y cada combustible comparado las rentabilidades máximas de un proyecto tengan un límite fijo. Las diferencias también muestran una tendencia a aumentar con la energía requerida, pero también se observa una tendencia a estabilizarse para los mayores valores de esta.

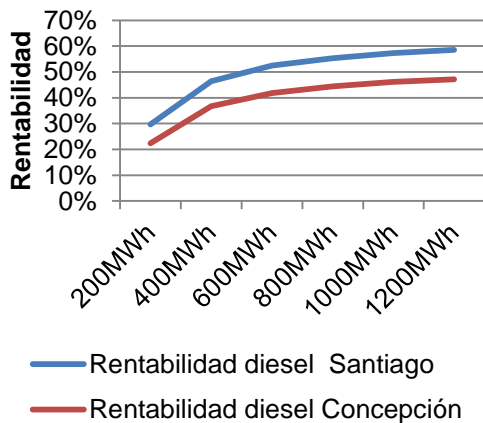


Gráfico 6-162: Comparación de rentabilidad por energía requerida entre ciudades, Diesel

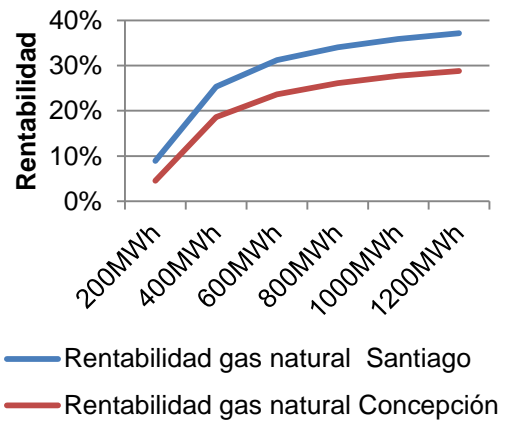


Gráfico 6-163: Comparación de rentabilidad por energía requerida entre ciudades, GN

Los ahorros muestran una tendencia a aumentar con la energía requerida, pero también se observa una estabilización para valores más altos de estas, por lo que se espera que los ahorros posean un máximo para cada tipo de proyecto, es decir para cada combinación de ciudad y combustible comparado. Por otro lado se observa que las diferencias de ahorro entre ciudades muestran una tendencia a disminuir, aunque levemente. Por último se observa que los ahorros son positivos cuando los proyectos se hacen rentables, es decir cuando el VAN del proyecto se hace positivo.

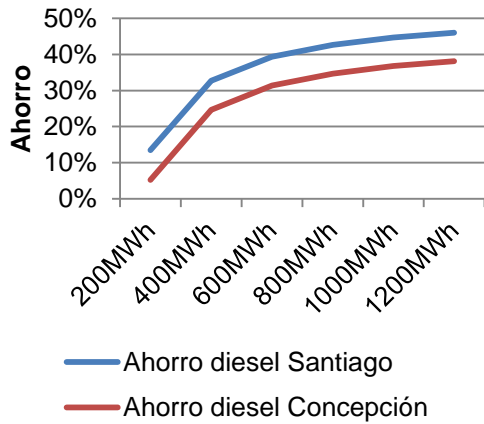


Gráfico 6-164: Comparación de ahorro por energía requerida entre ciudades, Diesel

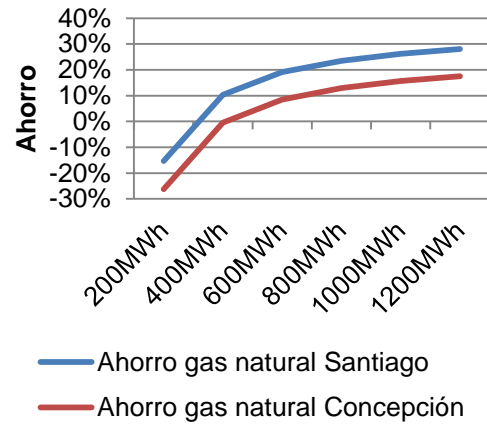


Gráfico 6-165: Comparación de ahorro por energía requerida entre ciudades, GN

6.4.3.2 Comparación entre combustibles

La comparación de VAN muestra que este va en aumento a medida que aumente la energía requerida proporcionalmente. Por otro lado se observa que la diferencia de VAN entre combustibles es igual para cada energía requerida independiente de la ciudad.

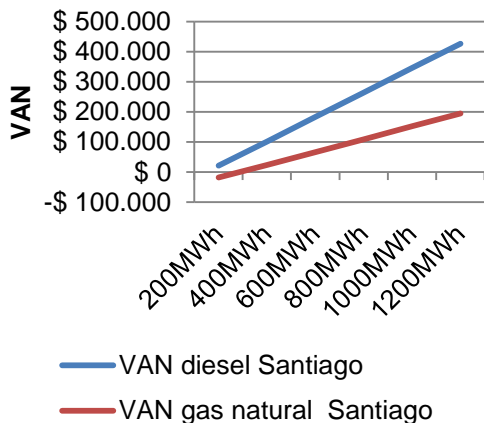


Gráfico 6-166: Comparación de VAN por energía requerida entre combustibles, Santiago

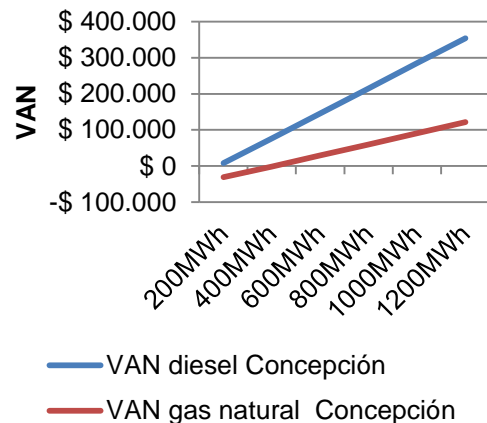


Gráfico 6-167: Comparación de VAN por energía requerida entre combustibles, Concepción

La comparación de rentabilidad entre combustibles muestra que esta tiende a aumentar a medida que aumenta la energía requerida, pero con una tendencia a la estabilización para los valores más altos de esta. También se observa que la diferencia de rentabilidades entre combustibles muestra una leve tendencia a ir aumentando.

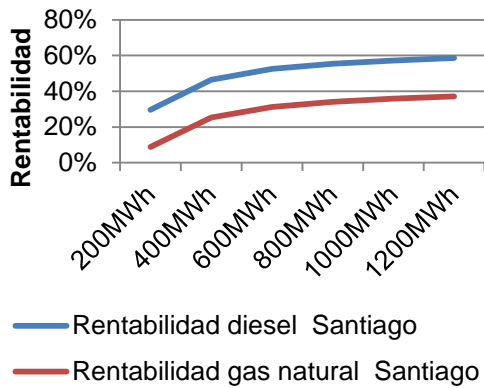


Gráfico 6-168: Comparación de rentabilidad por energía requerida entre combustibles, Santiago

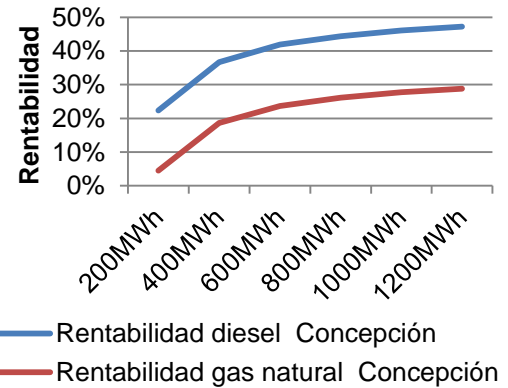


Gráfico 6-169: Comparación de rentabilidad por energía requerida entre combustibles, Concepción

La comparación de ahorro económico muestra que este va en aumento a medida que aumenta la energía requerida y que se va estabilizando a mayores valores de esta. Por otro lado se observa que la diferencia de ahorros entre combustibles muestra una tendencia a disminuir, por lo que las curvas se irán acercando a medida que aumenta la energía requerida. Como se observó antes, el ahorro se hace positivo para las misma energía requerida que el proyecto es rentable, es decir cuando el VAN se hace positivo.

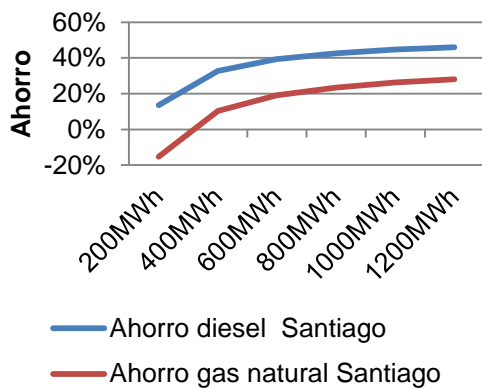


Gráfico 6-170: Comparación de ahorro por energía requerida entre combustibles, Santiago

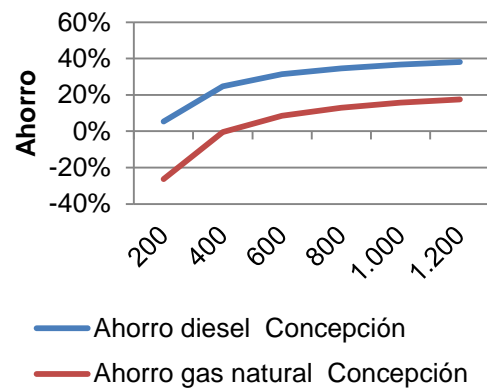


Gráfico 6-171: Comparación de ahorro de energía requerida entre combustibles, Santiago

6.5 Cálculo de reducción de gases de efecto invernadero

Dados los factores de emisión de la metodología de proyectos MDL mencionados en el capítulo de metodología, y conociendo la cantidad de energía ahorrada por el sistema solar se puede calcular la cantidad de emisiones ahorradas por él para cada escenario.

6.5.1 Reducción escenario de horario de despacho

Dado que para los distintos casos de este escenario la energía que se ahorra es la misma los cálculos entregan los siguientes resultados. Estos resultados son idénticos para el caso de Santiago y Concepción.

Tabla 6-33: Reducción de emisiones para diesel para escenario de horario de despacho

Combustible	Energía requerida MWh	Energía ahorrada MWh	Emisiones sin proyecto kgCO ₂ eq diesel	Emisiones ahorradas kgCO ₂ eq diesel	Diferencia kgCO ₂ eq diesel
Diesel	400	280	1.070.617	749.432	321.185
GN	400	280	808.582	566.008	242.575

6.5.2 Reducción escenario de fracción solar

En este escenario la energía ahorrada dependerá de cada fracción solar, por lo que para cada caso las emisiones ahorradas serán diferentes. Estos resultados son idénticos para el caso de Santiago y Concepción

Tabla 6-34: Reducción de emisiones para diesel para escenario de fracción solar

Fracción solar	Energía requerida MWh	Energía ahorrada MWh	Emisiones sin proyecto kgCO ₂ eq diesel	Emisiones ahorradas kgCO ₂ eq diesel	Diferencia kgCO ₂ eq diesel
80%	400	320	1.070.617	856.494	214.123
70%	400	280	1.070.617	749.432	321.185
60%	400	240	1.070.617	642.370	428.247

Tabla 6-35: Reducción de emisiones para gas natural para escenario de fracción solar

Fracción solar	Energía requerida MWh	Energía ahorrada MWh	Emisiones sin proyecto kgCO ₂ eq GN	Emisiones ahorradas kgCO ₂ eq GN	Diferencia kgCO ₂ eq GN
80%	400	320	808.582	646.866	161.716
70%	400	280	808.582	566.008	242.575
60%	400	240	808.582	485.149	323.433

6.5.3 Reducción escenario de energía requerida

En este escenario la energía ahorrada dependerá de la energía requerida, por lo que para caso las emisiones ahorradas serán diferentes. Estos resultados son idénticos para el caso de Santiago y Concepción

Tabla 6-36: Reducción de emisiones para diesel para escenario de energía requerida

Fracción solar	Energía requerida MWh	Energía ahorrada MWh	Emisiones sin proyecto kgCO ₂ eq diesel	Emisiones ahorradas kgCO ₂ eq diesel	Diferencia kgCO ₂ eq diesel
70%	200	140	535.309	374.716	160.593
70%	800	560	2.141.234	1.498.864	642.370
70%	1.200	840	3.211.851	2.248.296	963.555

Tabla 6-37: Reducción de emisiones para gas natural para escenario de energía requerida

Fracción solar	Energía requerida MWh	Energía ahorrada MWh	Emisiones sin proyecto kgCO2eq GN	Emisiones ahorradas kgCO2eq GN	Diferencia kgCO2eq GN
70%	200	140	404.291	283.004	121.287
70%	800	560	1.617.165	1.132.015	485.149
70%	1.200	840	2.425.747	1.698.023	727.724

7 CONCLUSIÓN

En la presente memoria de título se evaluó técnica y económicamente un sistema solar térmico para la producción de calor en un proceso industrial seleccionado el que se modeló mediante la aplicación de la herramienta SAM. Adicionalmente a lo anterior, se logró demostrar que la implementación de la energía solar térmica en procesos industriales en Chile es técnica y económicamente factible.

Los números indican que, para la ciudad de Santiago, en la Región Metropolitana, el aprovechamiento de la energía solar es más eficiente y a la vez económicamente más factible que para la ciudad de Concepción, en la Octava Región. En la ciudad capital se necesitan campos solares considerablemente menores, los que a la vez presentan mejores índices de rendimiento que aquellos que se instalen en la ciudad del sur, debido principalmente que el recurso solar presenta mejor radiación e índices de transparencia atmosférica mayores, lo cual afecta técnica y económicamente los resultados en los distintos casos para las distintas ciudades.

El análisis técnico muestra que la conversión de la radiación en calor se hace cada vez menos eficiente a medida que se aumenta la fracción solar, debido a que para generar mayor cantidad de energía solar es necesario aumentar la temperatura de trabajo al interior del colector, lo que afectará negativamente en el rendimiento de éste. El análisis técnico de las simulaciones muestra que, al variar el horario de despacho de agua caliente hacia el proceso, es posible optimizar el sistema solar. Específicamente se observa que, si el horario de despacho comienza a las 12:00 horas, se pueden alcanzar los mismos ahorros energéticos minimizando el tamaño del campo solar y maximizando los índices de rendimiento, debido a que esta hora se maximiza la cantidad de energía solar que recibe el colector y es posible optimizar la conversión de radiación solar en calor. Por otro lado, el aumento o disminución de la energía total requerida por el proceso y del tamaño del campo solar, no varía significativamente los rendimientos del sistema solar si se mantiene la misma fracción solar, por lo que no se perderá eficiencia al hacer campos solares más grandes mientras se busque ahorrar la misma cantidad de energía en porcentaje.

El análisis económico de las simulaciones muestra que, al variar el horario de despacho, es posible encontrar también un óptimo económico, que se encuentra en el mismo horario de despacho que el óptimo técnico, es decir asociado a un horario de despacho que comienza al mediodía, debido justamente a que se logra minimizar el tamaño del campo solar sin variar las prestaciones técnicas. Al variar la fracción solar se observa que los gastos tendrán aumentos marginales cada vez mayores al aumentar la citada fracción, mientras que los ingresos totales se mantendrán proporcionales, por lo que, para fracciones solares mayores, se tendrán beneficios y rentabilidades menores. Por último, para al aumentar la energía requerida del proceso y por lo tanto al aumentar el tamaño del campo, se observa que los beneficios económicos también aumentan proporcionalmente, mientras que los índices de rentabilidad muestran una tendencia a la estabilización. En conclusión, será más rentable un campo solar grande

con fracciones solares bajo el 70% en el cual se despache agua caliente desde las 12pm.

En Santiago, para campos solares de gran tamaño, es decir un campo solar que funcione con una fracción solar del 70% para un proceso con requerimientos energéticos sobre los 1200MW al año, se pueden alcanzar ahorros económicos de hasta el 50% si se complementa un sistema de combustible diesel, y ahorros de hasta 30% si se complementa un sistema de gas natural. Para la ciudad de Concepción estos ahorros llegan hasta el 40% para el caso de combustible diesel y 20% para el caso de gas natural. Cabe destacar que estos ahorros fueron calculados bajo el supuesto que los combustibles investigados mostrarán una variación de precios del 3% anual desde el 2012 hasta el 2036, lo cual representa un escenario de mínima variación considerando la evolución histórica que han tenido los precios de los combustibles fósiles en los últimos años.

Por otro lado la reducción de emisiones también dependerá del tipo de combustible con respecto al cual se compara el sistema solar. Para el proyecto base de 400MWh se pueden ahorrar hasta 566 toneladas gases de efecto invernadero si se reemplaza combustible diesel, y más de 240 toneladas si se reemplaza gas natural. Por otro lado para proyectos más grandes, sobre los 1000MWh al año, se pueden ahorrar hasta 2.000 toneladas de gases de efecto invernadero si se reemplaza combustible diesel, y más de 1.400 toneladas si se reemplaza gas natural.

Los resultados de este estudio, además de los datos cualitativos, muestran la necesidad de seguir investigando en distintas maneras de implementación de la energía renovable en el país. Como ya se mencionó, este tipo de energía puede llegar a ser muy rentable y con los incentivos correctos de parte del gobierno chileno podría comenzar a aplicarse masivamente este tipo de tecnologías en la industria, para así generar altos ahorros económicos y simultáneamente disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en forma importante.

8 BIBLIOGRAFÍA

1. **National Renewable Energy Laboratory.** <https://sam.nrel.gov/>. [En línea]
2. **Thermal Energy System Specialists.** <http://www.trnsys.com>. [En línea]
3. **National Renewable Energy Laboratory.** *Users Manual for TMY3 Data Sets.* 2008.
4. **United Nations Framework Convention on Climate Change, (UNFCCC).** *Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project: Thermal energy production with or without electricity, Type I, I.C.*
5. **Intergovernmental Panel on Climate Change.** *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.* 2006.
6. **PRIEN.** *Caracterización preliminar del mercado de energías renovables en Chile para aplicaciones industriales y comerciales no eléctricas.* 2009.
7. **CNE / PNUD / UTFSM.** *Irradiancia solar en territorios de la república de Chile.* 2008.
8. **Departamento de Geofísica, Universidad de Chile.** <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>. [En línea] 2010.
9. **The World Radiation Data Centre.** <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>. [En línea]
10. **RETScreen International Clean Energy Decision Support Centre.** <http://www.etscreen.net>. [En línea]
11. **Román, Roberto.** *Apuntes de cátedra "Aplicaciones de la energía solar".* 2010.
12. **Petersen Oehninger, Hans Christian.** *Análisis y sistematización de datos para el diseño de sistemas solares térmicos en Chile.* 2007.
13. **CONAMA.** *Guía para el control y prevención de la contaminación industrial: Fabricación de productos lácteos.* 1998.
14. **Leweis, Michael.** *Continuous Thermal Processing of Foods: Pasteurization and UHT Sterilization.* 2000.

1 ANEXO: DATOS DE LA INTRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN CHILE

1.1 Radiación solar promedio para localidades en Chile

En la tabla a continuación se muestran los datos de la radiación solar promedio para distintas localidades de la zona norte, centro y sur del país en MJ/m² al día.

Tabla 1-1: Radiación solar promedio para localidades de Chile en [MJ/m²-día]

Zona	Locación	Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Promedio
Norte	Arica	21,4	12,8	13,2	21,7	17,3
	Iquique	23,2	14,1	13,6	22,8	18,4
	Calama	26,6	17,9	19,8	29,1	23,3
	Antofagasta	24,6	14,4	16	25,5	20,1
	Caldera	21,9	11,5	13,7	22,9	17,5
	Copiapó	24	13,2	15,5	25,5	19,6
	Vallenar	23,6	12,1	14,4	25,1	18,8
Centro	La Serena	20,2	9,6	11,6	20,6	15,5
	Pudahuel	24,3	9,9	11,5	25	17,7
	Q. Normal	22,6	8,8	10,3	23,1	16,2
	Sto. Domingo	22,9	10,3	12,3	21,7	16,8
	Curicó	23,4	8,2	9,6	22,8	16
	Chillán	25,1	9	10,9	24,9	17,5
	Concepción	22	7,9	9,8	22,4	15,5
Sur	Temuco	21,6	6,6	8,5	21,3	14,5
	Valdivia	22,2	7,1	8,9	21,5	14,9
	Pto. Montt	16,6	5,6	7,2	16,2	11,4
	Coyhaique	14,8	4,9	6,7	16,9	10,8
	Pta. Arenas	14,9	3,5	5,2	17,7	10,3

Fuente: Elaboración propia a partir de datos recopilados

En 2007, en la tesis de pregrado de ingeniería mecánica del alumno Hans Christian Petersen, se presentó una buena correlación de datos para obtener las Constantes de Angstrom- Prescott. Los valores de la correlación se muestran en la tabla a continuación:

1.2 Índice de transparencia atmosférica

A continuación se muestran los datos necesarios para el cálculo del ITA para distintas localidades de la zona norte, centro y sur del país.

Tabla 1-2: Valores del índice de Transparencia Atmosférica para distintas localidades del país

Zona	Locación	Ks	a	b	Kt	Evaluación
Norte	Arica	0,54	0,271	0,436	0,51	Parcial Despejado
	Calama	0,9	0,236	0,52	0,70	Despejado
	Antofagasta	0,7	0,333	0,307	0,55	Parcial Despejado
	Copiapó	0,66	0,07	0,774	0,58	Parcial Despejado
	Vallenar	0,72	0,16	0,562	0,56	Parcial Despejado
Centro	Pudahuel	0,62	0,168	0,597	0,54	Parcial Despejado
	Sto. Domingo	0,58	0,14	0,615	0,50	Parcial Despejado
	Curicó	0,56	0,192	0,489	0,47	Nublado
	Concepción	0,58	0,119	0,614	0,48	Nublado
Sur	Temuco	0,48	0,166	0,614	0,46	Nublado
	Pto. Montt	0,38	0,174	0,586	0,40	Nublado
	Coyhaique	0,44	0,221	0,517	0,45	Nublado
	Pta. Arenas	0,42	0,102	0,786	0,43	Nublado

Fuente: Tesis Análisis y sistematización de datos para el diseño de sistemas solares térmicos en Chile (12)

1.3 Descripción de las partes de los distintos colectores

1.3.1 Colector de placa plana

Los principales componentes de un colector solar de placa plana se muestran en la figura a continuación:

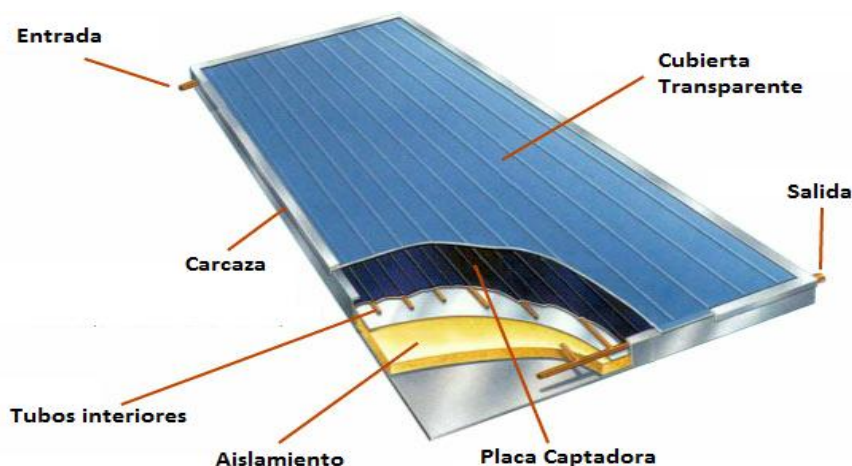


Ilustración 1-1: Esquema de un colector de placa plana

1. **Cubierta transparente:** dejar pasar la radiación solar, evitar que el calor emitido por la placa captadora se vaya del sistema y reduce las pérdidas por convección.
2. **Placa captadora:** absorbe la radiación solar y la transforma en energía térmica utilizable mediante su transferencia al fluido caloportador (agua, aceite, aire, etc.).
3. **Tubos interiores:** al interior de la placa captadora corren una serie de tubos de material absorbente. A medida que la placa se calienta el calor es absorbido por los tubos y transmitido a fluido caloportador.

4. **Aislamiento:** un material altamente aislante que evita las pérdidas térmicas hacia el exterior.
5. **Carcasa:** proteger y soportar los elementos que constituyen el colector solar, además de servir de enlace con el edificio por medio de los soportes.

1.3.2 Colector de tubos al vacío

Los principales componentes de un colector solar de placa plana se muestran en la figura a continuación:

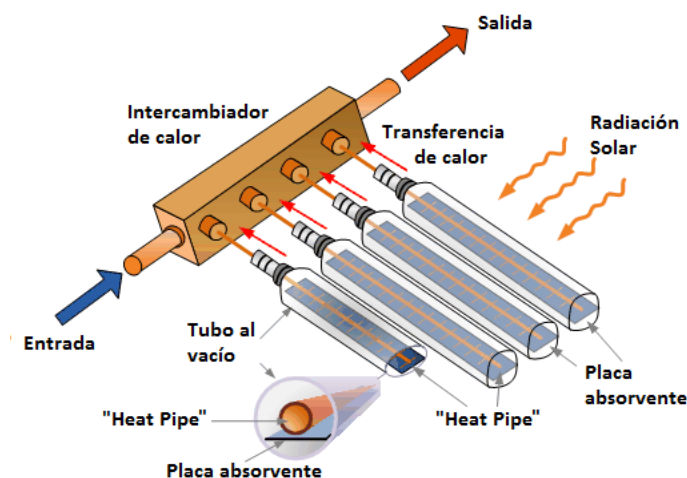


Ilustración 1-2: Esquema de un colector de tubos al vacío con tubo de calor

1. **Intercambiador de calor:** en este componente en donde se trasfiere la energía radiante del sol convertida a calor en el interior de los tubos al vacío al agua o fluido caloportador.
2. **Placa absorbente:** es una placa de algún material conductor revestida de un recubrimiento selectivo, generalmente de color negro u oscuro que se ubica dentro de los tubos al vacío.
3. **Tubos al vacío:** lugar en donde se realiza la conducción entre la placa absorbente y el tubo de calor, minimizando las pérdidas de calor por convección. Cada tubo se compone de un tubo de vidrio grueso exterior y un tubo de vidrio delgado interior, llamado un "doble tubo de vidrio".
4. **Tubo de calor:** se encuentra inserto dentro de los tubos al vacío. Se fabrican de material conductor, generalmente cobre. dentro de este tubo se encuentra el fluido caloportador.

1.3.3 Concentrador de cilindro parabólico

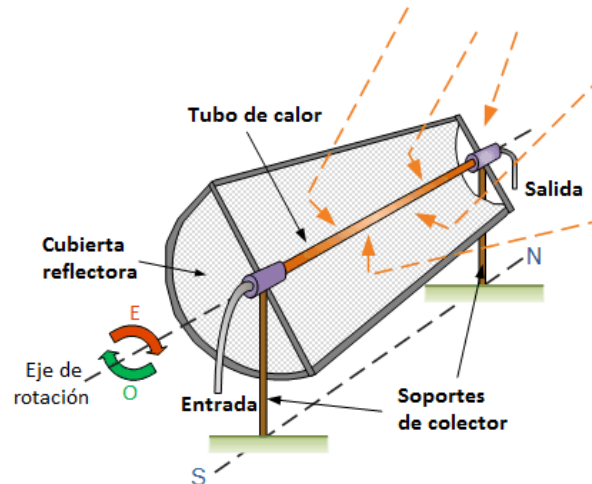


Ilustración 1-3: Esquema de concentrador de cilindro parabólico

Los componentes principales de un concentrador de cilindro parabólico son:

1. **Cubierta reflectora:** se fabrican doblando una lámina de material reflectante o pulido en forma parabólica. Esta cubierta reflectora causa la alta temperatura que alcanza el tubo de calor.
2. **Tubo de calor:** es el punto en donde inciden todos los rayos reflejados desde la cubierta reflectora. debe estar fabricado de un buen material como acero AISI 304 u otros aceros de alta calidad.
3. **Estructura de soporte:** Se construye de perfiles de acero galvanizado, al igual que las estructuras de los concentradores Fresnel lineales. incluye los sistemas de seguimiento rotacional.

1.3.4 Colector linear Fresnel

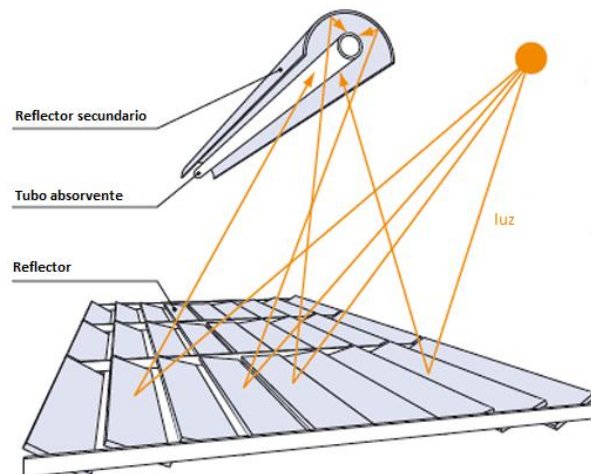


Ilustración 1-4: Esquema de funcionamiento de un concentrador de tipo Fresnel

Un colector lineal Fresnel está formado por los siguientes componentes:

1. **Cimentación y estructura de soporte:** construida mediante perfiles estándar de acero galvanizado. En los sistemas Fresnel, esta estructura, tiene un diseño que disminuye los costes.
2. **Reflector primario:** los espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol, gracias al sistema de seguimiento solar. Estos son los encargados de reflejar y concentrar la luz del Sol en el tubo absorbente que se encuentra encima de ellos.
3. **Tubo absorbente:** está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero (reflector secundario) que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos. Al interior del tubo circula el fluido calo-portador.
4. **Reflector secundario:** espejo que envuelve al tubo absorbente y trata de aprovechar los rayos más oblicuos para así mejorar el rendimiento del sistema.

2 ANEXO: DATOS SOBRE INDUSTRIA DE LA LECHE

Tabla 2-1: Resumen nacional de recepción de leche y elaboración de productos lácteos por regiones - 2011

Región		Recepción	Elaboración	Leche	Quesos	Yogur	Crema	Mantequilla	Leche	Manjar	Leche
		Leche fluida	Leche Fluida	en Polvo	Miles kg.	Miles. Lt.	Miles kg	Miles. kg.	Condensada	Miles kg	Cultivada
		Miles. Lt.	Miles. Lt.	Miles kg.	Miles kg.	Miles. Lt.	Miles kg	Miles. kg.	Miles. kg.	Miles kg	Miles. Lt.
RM.	Total	144.343,2	161.893,5	-	485,8	131.359,3	9.598,7	-	-	3.677,7	9.397,8
	% nacional	6,9%	43,9%	0,0%	0,6%	59,2%	30,6%	0,0%	0,0%	14,4%	84,5%
VIII	Total	173.315,5	21.935,3	-	1.622,6	30.029,9	2.701,6	3.149,1	34.578,9	9.859,3	1.727,7
	% nacional	8,2%	5,9%	0,0%	2,0%	13,5%	8,6%	15,0%	100,0%	38,5%	15,5%
IX	Total	184.375,9	84.179,8	3.464,7	6.216,5	11.165,5	3.014,2	1.446,3	-	110,5	-
	% nacional	8,8%	22,8%	3,7%	7,7%	5,0%	9,6%	6,9%	0,0%	0,4%	0,0%
XIV	Total	615.302,4	101.157,4	10.304,7	45.981,2	49.364,2	5.179,6	6.527,8	-	8.111,5	-
	% nacional	29,2%	27,4%	11,1%	57,0%	22,2%	16,5%	31,0%	0,0%	31,7%	0,0%
X	Total	986.401,5	-	79.043,0	26.313,4	144,5	10.859,1	9.918,1	-	3.823,8	-
	% nacional	46,9%	0,0%	85,2%	32,6%	0,1%	34,6%	47,1%	0,0%	14,9%	0,0%
Total		2.103.738,5	369.166,1	92.812,4	80.619,6	222.063,4	31.353,2	21.041,3	34.578,9	25.582,9	11.125,5

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Boletín de la Leche 2011. ODEPA

Tabla 2-2: Recepción de leche fluida en plantas lecheras por regiones. Años 2010 y 2011 en Miles de litros

Mes	Región Metropolitana			Región del Biobío			Región de los Ríos			Región de los Lagos			País		
	2010	2011	% Var.	2010	2011	% Var.	2010	2011	% Var.	2010	2011	% Var.	2010	2011	% Var.
ene	12.925	12.951	0,2	16.259	15.155	-6,8	52.049	59.734	14,8	93.288	101.374	8,7	191.073	206.708	8,2
feb	11.395	11.398	0	13.689	13.938	1,8	43.055	49.856	15,8	75.615	82.618	9,3	156.868	172.535	10
mar	11.568	12.438	7,5	14.155	14.822	4,7	46.311	51.146	10,4	81.078	83.966	3,6	167.904	177.518	5,7
abr	12.176	11.624	-4,5	14.998	13.889	-7,4	43.018	47.399	10,2	73.211	76.241	4,1	156.528	163.576	4,5
may	12.049	11.943	-0,9	14.487	13.942	-3,8	40.373	45.201	12	66.042	69.973	6	145.504	154.441	6,1
jun	11.440	11.438	0	14.234	13.666	-4	35.549	40.150	12,9	53.735	57.828	7,6	125.858	134.967	7,2
jul	11.246	11.656	3,6	14.645	14.533	-0,8	34.602	38.592	11,5	51.538	54.612	6	122.700	130.900	6,7
ago	12.040	11.763	-2,3	14.672	14.159	-3,5	37.301	41.902	12,3	56.732	61.528	8,5	132.444	141.734	7
sep	12.162	11.677	-4	14.356	14.213	-1	44.800	48.670	8,6	72.646	75.502	3,9	159.101	164.970	3,7
oct	12.955	12.406	-4,2	15.418	15.202	-1,4	58.542	61.631	5,3	99.201	101.313	2,1	205.181	209.412	2,1
nov	12.711	12.401	-2,4	15.086	14.818	-1,8	62.062	65.555	5,6	107.261	111.339	3,8	216.547	224.032	3,5
dic	13.065	12.648	-3,2	15.611	14.977	-4,1	63.933	65.466	2,4	110.775	110.109	-0,6	222.959	222.945	0
Total	145.733	144.343	-1	177.611	173.316	-2,4	561.597	615.302	9,6	941.122	986.401	4,8	2.002.668	2.103.739	5

Fuente: Boletín de la Leche 2011. ODEPA

Tabla 2-3: Resumen nacional de recepción de leche y elaboración de productos lácteos en plantas lecheras - 2011

Región	Planta	Recepción	Elaboración	Leche en	Quesos	Yogur	Crema	Mantequilla	Leche	Manjar	Leche
		Leche fluida	Leche Fluida	Polvo	M. kg.	M. Lt.	M. kg.	M. kg.	M. kg.	Condensada	M. kg.
		M. Lt.	M. Lt.	M. kg.	M. kg.	M. Lt.	M. kg.	M. kg.	M. kg.	M. kg.	M. Lt.
RM.	SOPROLE	119.671,7	123.533,2	-	-	70.757,7	5.576,4	-	-	3.677,7	8.159,7
RM.	NESTLE	-	-	-	-	42.320,6	124,9	-	-	-	-
RM.	WATT'S	-	38.360,4	-	-	14.280,9	3.641,3	-	-	-	1.238,2
RM.	QUILLAYES	24.671,5	-	-	485,8	3.999,9	256,1	-	-	-	-
VIII	DANONE	53.365,1	21.935,3	-	-	30.029,9	2.095,5	-	-	-	1.727,7
VIII	NESTLE	68.513,2	-	-	-	-	606,1	2.891,6	34.578,9	9.859,3	-
VIII	SOPROLE	51.437,2	-	-	1.622,6	-	-	257,5	-	-	-
IX	QUILLAYES	35.819,9	-	957,6	2.675,6	-	-	-	-	-	-
IX	SOPROLE	23.977,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IX	SURLAT	30.369,3	526,4	47,7	3.540,9	-	-	-	-	110,5	-
IX	SURLAT .	94.209,8	83.653,5	2.459,4	-	11.165,5	3.014,2	1.446,3	-	-	-
XIV	COLUN	457.852,1	101.157,4	10.191,8	22.621,2	49.364,2	5.179,6	6.183,4	-	8.111,5	-
XIV	SOPROLE	64.838,3	-	-	14.082,3	-	-	-	-	-	-
XIV	WATT'S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
XIV	QUILLAYES	17.788,9	-	-	1.600,1	-	-	126,6	-	-	-
XIV	LACTEOS VALDIVIA	39.722,5	-	102,2	4.661,8	-	-	-	-	-	-
XIV	LACTEOS DEL SUR	35.100,6	-	10,8	3.015,8	-	-	217,9	-	-	-
X	SOPROLE	193.421,4	-	14.361,9	-	-	-	5.151,5	-	-	-
X	NESTLE	169.767,6	-	20.522,9	-	-	2.311,4	-	-	-	-
X	WATT'S	256.679,8	-	16.496,2	13.456,4	-	49,7	2.965,7	-	3.753,9	-
X	NESTLE	181.086,1	-	17.615,7	-	-	8.498,0	-	-	-	-
X	CHILOLAC	11.765,3	-	-	1.149,8	90,0	-	89,4	-	2,5	-
X	PTO. VARAS	25.550,7	-	1.019,7	2.166,7	54,5	-	259,4	-	67,5	-
X	MULPULMO	94.180,8	-	9.026,6	3.277,8	-	-	921,1	-	-	-
X	VALLE VERDE	53.950	0	0	6.263	0	0	531	0	0	0
Total		2.103.739	369.166	92.812	80.620	222.063	31.353	21.041	34.579	25.583	11.126

Fuente: Boletín de la Leche 2011. ODEPA

3 ANEXO: BALANCE DE CALOR DE PROCESO DE PASTEURIZACIÓN DE LECHE

Para realizar los balances de calor dentro del pasteurizador se utiliza la ecuación de transferencia de calor siguiente:

$$Q_p = \dot{m} \times C_p \times (t_2 - t_1) \quad (3-1)$$

Este balance de calor se realiza sobre las distintas etapas de regeneración y la etapa de calentamiento, dadas los requerimientos térmicos del proceso.

3.1 Características de los fluidos del proceso

- Calor específico de la leche fresca: 3,85 [kJ/kg°C]
- Calor específico de la leche pasteurizada: 3,70 [kJ/kg°C]
- Calor específico del agua: 4,2 [kJ/kg°C]

3.2 Etapa de calentamiento

En la etapa de calentamiento, imponiendo la temperatura de entrada y salida de agua caliente es posible calcular el flujo necesario para elevar la temperatura de la leche a la temperatura de pasteurización

Condiciones de flujo

- Flujo de leche fresca: 2500[kg/hr]

Temperaturas de entrada y salida de agua

- Temperatura de entrada del agua caliente: 85°C
- Temperatura de salida del agua caliente: 76°C

Temperaturas de entrada y salida de leche fresca

- Temperatura de entrada de leche fresca: 60°C (temperatura de salida desde el homogeneizador)
- Temperatura de salida de leche fresca: 74°C (temperatura de pasteurización)

Transferencia de calor en intercambiador

Conociendo las temperaturas de entrada y salida de la leche fresca, es posible calcular la transferencia de calor dentro del intercambiador:

$$Q_p = 2500 \left[\frac{lt}{hr} \right] \times 3,85 \left[\frac{kJ}{kg^\circ C} \right] \times (74^\circ C - 60^\circ C)$$

$$Q_p = 136.710 \left[\frac{kJ}{hr} \right]$$

Cálculo del flujo másico de agua caliente

Conociendo el flujo de calor es posible calcular el flujo másico de agua necesario para elevar la temperatura de la leche fresca a la temperatura de pasteurización:

$$Q_p = \dot{m}_{agua} \times C_{pagua} \times (t_2 - t_1)$$

$$\dot{m}_{agua} = \frac{Q_p}{C_{pagua} \times (t_2 - t_1)}$$

Remplazando

$$\dot{m}_{agua} = \frac{136.710 \left[\frac{kJ}{hr} \right]}{4,2 \left[\frac{kJ}{kg^{\circ}C} \right] \times (85^{\circ}C - 76^{\circ}C)}$$

$$\dot{m}_{agua} = 3616,67 \left[\frac{kg}{hr} \right]$$

Con lo que tenemos que el flujo necesario de agua es de 3616,67 [kg/hr] a una temperatura de 85°C.

3.3 Segunda etapa de regeneración

Conociendo la temperatura de entrada de la leche pasteurizada y las temperaturas de entrada y de salida de la leche fresca a la segunda etapa de regeneración, es posible calcular temperatura de salida de la leche pasteurizada.

Condiciones de flujo:

- Flujo de leche fresca: 2500[kg/hr]
- Flujo de leche pasteurizada: 2500[kg/hr]

Temperaturas de entrada y salida de leche fresca:

- Temperatura de entrada de leche fresca: 54°C (temperatura de refrigeración de la leche fresca)
- Temperatura de salida de leche fresca: 62°C (temperatura de entrada a la máquina centrifugadora)

Temperatura de entrada de leche pasteurizada

- Temperatura de entrada de leche pasteurizada: 72°C

Transferencia de calor del proceso

Para poder calcular la temperatura de salida de la leche pasteurizada es necesario calcular la transferencia de calor total en la etapa de regeneración.

$$Q_p = 2500 \left[\frac{lt}{hr} \right] \times 3,85 \left[\frac{kJ}{kg^\circ C} \right] \times (62^\circ C - 54^\circ C)$$

$$Q_p = 21.544 \left[\frac{kJ}{hr} \right]$$

Temperatura de salida de leche pasteurizada

Despejando la ecuación de transferencia de calor para la leche pasteurizada, es posible obtener la temperatura de salida del intercambiador de esta.

$$Q_p = \dot{m}_{pasteurizada} \times C_{ppasteurizada} \times (t_2 - t_1)$$

$$t_1 = t_2 - \frac{Q_p}{\dot{m}_{pasteurizada} \times C_{ppasteurizada}}$$

$$t_1 = 72^\circ C - \frac{21.544 \left[\frac{kJ}{hr} \right]}{2500 \left[\frac{kg}{hr} \right] \times 3.85 \left[\frac{kJ}{kg^\circ C} \right]}$$

$$t_1 = 64^\circ C$$

3.4 Primera etapa de regeneración

En la primera etapa de regeneración es posible obtener la temperatura de salida de la leche pasteurizada realizando el balance de transferencia de calor.

Condiciones de flujo:

- Flujo de leche fresca: 2500[kg/hr]
- Flujo de leche pasteurizada: 2500[kg/hr]

Temperaturas de entrada y salida de leche fresca:

- Temperatura de entrada de leche fresca: 4°C (temperatura de refrigeración de la leche fresca)
- Temperatura de salida de leche fresca: 56°C (temperatura de entrada a la máquina centrifugadora)

Temperatura de entrada de la leche pasteurizada

- Temperatura de entrada de leche pasteurizada: 64°C

Transferencia de calor del proceso:

Utilizando la ecuación de transferencia de calor se puede calcular la transferencia de calor del proceso, conociendo el flujo de leche y las temperaturas de entrada y salida.

$$Q_p = 2500 \left[\frac{kg}{hr} \right] \times 3,85 \left[\frac{kJ}{kg^{\circ}C} \right] \times (56^{\circ}C - 4^{\circ}C)$$

$$Q_p = 500.500 \left[\frac{kJ}{hr} \right]$$

$$Q_p = 139.030 [W]$$

Temperatura de salida de leche pasteurizada

Despejando la ecuación de transferencia de calor para la leche pasteurizada, es posible obtener la temperatura de salida del intercambiador de esta.

$$Q_p = \dot{m}_{pasteurizada} \times C_{ppasteurizada} \times (t_2 - t_1)$$

$$t_1 = t_2 - \frac{Q_p}{\dot{m}_{pasteurizada} \times C_{ppasteurizada}}$$

$$t_1 = 64^{\circ}C - \frac{139.030 \left[\frac{kJ}{hr} \right]}{2500 \left[\frac{kg}{hr} \right] \times 3.85 \left[\frac{kJ}{kg^{\circ}C} \right]}$$

$$t_1 = 12^{\circ}C$$

3.5 Calentamiento de agua de proceso en caldera

En la primera etapa de regeneración es posible obtener la temperatura de salida de la leche pasteurizada realizando el balance de transferencia de calor.

Condiciones de flujo:

- Flujo de agua de la red: 2900[L/hr]

Temperaturas de entrada y salida de agua de la red:

- Temperatura de entrada de agua: 17°C (temperatura de la red local de agua)
- Temperatura de salida de agua: 85°C (temperatura de requerimiento del proceso)

Transferencia de calor del proceso:

Utilizando la ecuación de transferencia de calor se puede calcular la transferencia de calor del proceso, conociendo el flujo de agua y las temperaturas de entrada y de salida.

$$Q_p = 2900 \left[\frac{kg}{hr} \right] \times 4,2 \left[\frac{kJ}{kg^{\circ}C} \right] \times (85^{\circ}C - 17^{\circ}C)$$

$$Q_p = 233.450 [W]$$

Para calcular la energía total necesaria para el año completo es necesario multiplicar ese número por las 4 horas que dura el despacho de agua caliente y los 365 días del año.

$$Q_{annual} = 340.837 [kWh]$$

Por otro lado también es necesario considerar la eficiencia de la quema de combustibles al interior de una caldera, en este caso se considerará del 85% independiente del tipo de combustible. Dado esto la energía total anual necesaria queda como sigue:

$$Q_{annual} = 400.984 [kWh]$$

4 ANEXO: CUADROS DEL MÓDULO SWH DE LA HERRAMIENTA SAM

En este anexo se describen los distintos cuadros en donde se configuran las simulaciones en la herramienta SAM. Para ello primero es necesario seleccionar en módulo de calentamiento de agua solar o SWH por sus siglas en inglés. Una vez escogido el módulo de calentamiento de agua solar, el siguiente paso es configurar el sistema solar. Para esto es necesario configurar una serie de elementos técnicos y económicos. La ventana principal de la configuración del sistema solar muestra un índice como el que puede observarse a continuación:









System Summary	
Climate	
Location: SANTIAGO, - Lat: -33.4 Long: -70.8 Elev: 476.0 m	
Utility Rate	
Financing	
Tax Credit Incentives	
Payment Incentives	
Annual Performance	
Degradation: 0 % per year Availability: 96 %	
SWH System Costs	
Installed Cost: \$ 9248,4	
SWH System	
Area: 4.1 m ²	

Ilustración 4-1: Índice del módulo de calentamiento de agua solar de la herramienta SAM

Este índice abre distintas ventanas de configuración las cuales se describen a continuación:

- Resumen del sistema (System summary): esta ventana muestra un resumen de la configuración técnica y económica del sistema solar.
- Clima (Climate): en esta ventana se escoge el archivo TMY3 para la localidad en donde se quiera simular el sistema.
- Tasa de utilidad (Utility rate): en esta ventana se definen los precios de venta y compra de energía, es en esta ventana donde también se especifica el precio del combustible el cual va a ser reemplazado con la energía solar.

- **Financiamiento (Financing):** en esta ventana se especifican la estructura y características del préstamo de financiamiento del sistema, además del sistema de impuestos al cual estará sujeto el sistema.
- **Incentivos impositivos y crediticios (Tax credit incentives):** en esta ventana se pueden especificar los incentivos estatales y federales al uso de la energía solar en forma de créditos o rebajas de impuestos.
- **Incentivos de pago (Payment incentives):** en esta ventana se pueden especificar los incentivos estatales y federales al uso de la energía solar en forma de pagos basados en la capacidad instalada y la producción de energía.
- **Rendimiento anual (Annual performance):** en esta ventana se puede especificar la tasa de degradación del sistema y la tasa de disponibilidad anual.
- **Costos del sistema solar (SWH system costs):** en esta ventana se especifican los costos de instalación y costos de mantenimiento del sistema de calentamiento de agua solar.
- **Sistema solar (SWH system):** en esta ventana se especifica la configuración y el dimensionamiento del sistema y del campo solar a simular.

Estas ventanas se pueden dividir en dos tipos de configuraciones generales:

- Configuraciones técnicas
- Configuraciones económicas

A continuación se describen en detalle las ventanas más importantes para las configuraciones del sistema solar.

4.1.1 Configuraciones técnicas

Las configuraciones técnicas se especifican en dos ventanas, la ventana de Rendimiento Anual y la ventana de Sistema Solar.

4.1.1.1 Ventana de rendimiento anual

El rendimiento anual del sistema se especifica en un cuadro con dos variables específicas que son la degradación del sistema, referido a la pérdida de rendimiento del sistema, y la disponibilidad, referido al porcentaje del tiempo que el equipo solar se encuentra en funcionamiento.

Annual System Performance

System Degradation	Value 0 %
Availability	Value 96 %

Notes:

System degradation is compounded annually, calculated from the first year output.

Availability specifies a system's uptime operational characteristics.

Both are specifiable as annual schedules.

Ilustración 4-2: Cuadro de configuración de rendimiento anual

4.1.1.2 Ventana de sistema solar

En esta ventana se especificará la configuración técnica del sistema solar, es decir las especificaciones sobre las características y el número de colectores, como también la especificación sobre el tanque de almacenamiento y auxiliar, así como también la forma del despacho de agua caliente. El sistema solar se especifica en 6 cuadros:

1. Despacho de agua caliente (Hourly hot water draw)
2. Arreglo de colectores solares (Solar thermal collector array)
3. Especificaciones del colector (Collector specifications)
4. Tanque de almacenamiento solar (Solar storage tank)
5. Bomba e intercambiador de calor (Pump and heat exchanger)
6. Sistema auxiliar (Auxiliar water heater)

Despacho horario de agua caliente

El despacho de agua caliente es especificado por el usuario para 8760 horas del año. Este despacho puede representar el flujo real en kg/hrs para cada hora del año, o puede representar la curva del perfil de despacho. En este segundo caso es posible escalar el perfil de despacho horario a un promedio de uso diario de agua caliente que es especificado por el usuario. Para ello es necesario escoger la opción “Scale draw profile to average daily usage” y especificar el uso de agua caliente diario promedio en la casilla “Average daily hoy water usage”

Hourly Hot Water Draw

Hourly hot water draw profile	<input type="button" value="Edit data..."/>	kg/hr
Scale draw profile to average daily usage	<input checked="" type="checkbox"/>	
Average daily hot water usage	11600	kg/day
Total annual hot water draw	4.234e+006	kg/year

Ilustración 4-3: Cuadro de configuración del despacho de agua caliente horario

Para definir el despacho horario es necesario generar un documento con 8761 filas, siendo la primera fila un encabezado que SAM ignora. El primer elemento de datos representa el flujo desde la media noche hasta la 1 a.m. del primero de enero. Este documento puede importarse o editarse directamente sobre SAM al hacer click sobre el botón “Edit Data”.

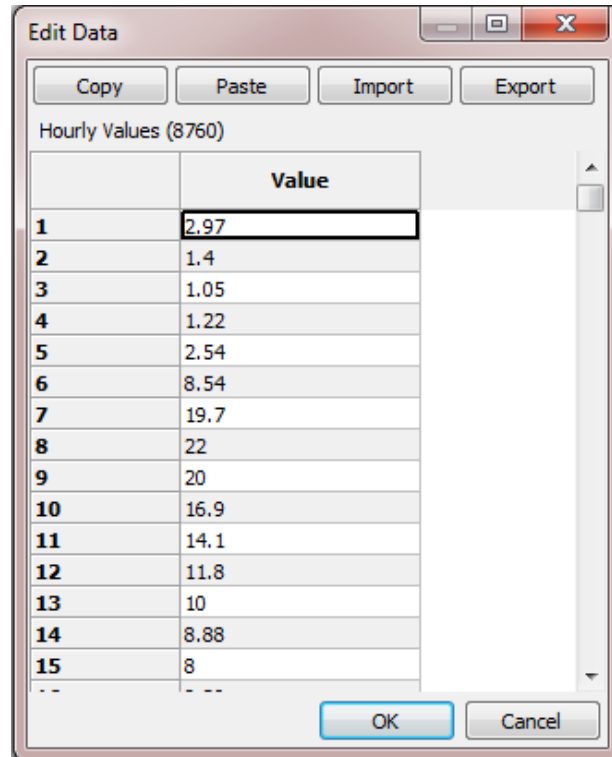


Ilustración 4-4: Ventana de configuración del despacho de agua caliente horario

Especificaciones del colector solar térmico

Para las especificaciones del colector solar es posible escoger un colector de una lista de colectores certificados por las SRCC⁷. Esta lista incluye colectores de placa plana, como también colectores de tubos al vacío. Por otro lado, también es posible definir las características básicas de un colector especificado por el usuario. Los datos especificados para cada colector incluyen:

- **Área de cada colector:** el área real del colector en m².
- **FRta:** coeficiente de ganancia óptica a en la ecuación de Hottel-Whillier-Bliss (HWB)⁸

⁷ Solar Rating and Certification Corporation. Una empresa sin fines de lucro que se encarga de certificar y rankear colectores solares térmicos. Más información en <http://www.solar-rating.org>.

⁸ La ecuación de Hottel-Whillier-Bliss es una ecuación que modela la eficiencia transiente de un colector solar térmico. Esta ecuación es: $h_{coll} = a - b \times dT$ siendo a la ganancia óptica, b las pérdidas térmicas y dT la ganancia térmica.

- **FRUL:** coeficiente de pérdidas térmicas b en la ecuación de Hottel-Whillier-Bliss (HWB)
- **Coeficiente de modificación del ángulo de incidencia:** la constante b_0 en la ecuación $IAM = 1 - b_0 \times (1/\cos(q) - 1)$.

Collector Specifications

Choose from library Search by collector name:

User specified

SRCC #

Type

Fluid

Test flow

-User specified collector

Area m2

FRta

FRUL W/m2-C

IAM

-Values used in simulation

Single Collector Area m2

FRta

FRUL W/m2-C

Incident Angle Modifier

Ilustración 4-5: cuadro de especificaciones del colector solar térmico

Arreglo de colectores solares térmicos

Escogido el tipo de colector solar térmico y sus características, es necesario definir el arreglo del total del campo solar. En este cuadro se pueden escoger el número de colectores, así como también la inclinación y el acimut. El cuadro entrega la capacidad térmica del arreglo, como también el área total del arreglo de colectores.

Solar Thermal Collector Array

Number of collectors

Tilt deg

Azimuth deg

Nameplate thermal capacity kWt

Total collector area m2

Tilt: horizontal=0, vertical=90

Azimuth: facing equator=0, west=90, east=-90

Ilustración 4-6: cuadro de configuración del arreglo de los colectores

Tanque de almacenamiento, bomba y sistema auxiliar

Los últimos elementos modificables en el sistema solar son los tanques de almacenamiento y auxiliar, como también la bomba impulsora del fluido de proceso.

En el cuadro de tanque de almacenamiento solar es posible especificar el volumen máximo de almacenamiento en m³, el ratio entre el alto y el diámetro del tanque, y el coeficiente de pérdida térmica del tanque en kJ/hr-m²-°C.

El cuadro de la bomba e intercambiador de calor permite especificar la potencia de la bomba de circulación y la eficiencia del intercambiador de calor que se encuentra en el interior del tanque de almacenamiento.

Por último, el cuadro del tanque auxiliar permite especificar el factor de potencia y la potencia en kW del sistema de calentamiento eléctrico auxiliar, el volumen del tanque auxiliar en m³, y la temperatura específica necesaria para el proceso.

Solar Storage Tank	
Solar Tank Storage Volume	<input type="text" value="1"/> m3
Solar Tank Height/Diameter Ratio	<input type="text" value="3"/>
Solar Tank U Value	<input type="text" value="3.553"/> kJ/hr-m2-C
Pump and Heat Exchanger	
Circulation Pump Power	<input type="text" value="40"/> W
Heat Exchanger Efficiency	<input type="text" value="0.5"/> (0..1)
Auxiliary Water Heater (Electric Only)	
Auxiliary Energy Factor	<input type="text" value="0.9"/>
Auxiliary Volume	<input type="text" value="0.15142"/> m3
Auxiliary Set Temp.	<input type="text" value="48.89"/> °C
Auxiliary Max Power	<input type="text" value="4.5"/> kW

Ilustración 4-7: cuadro de configuración de los tanques y la bomba

4.1.2 Configuraciones económicas

La configuración económica se realiza en 3 ventanas diferentes, la ventana de tasa de utilidad, ventana de financiamiento y la ventana de costos del sistema solar. Las ventanas de incentivos sobre la producción de energías renovables no se utilizaron.

4.1.2.1 Ventana de tasa de utilidad

En esta ventana se puede especificar la estructura y tarifas de venta de la energía producida por medio del sistema de energía solar. Sin embargo para las simulaciones especificadas en este estudio no se vende la energía producida por lo cual solo se utilizará un cuadro, en el cual se especifica el costo de la energía comparada para usarse en el calentamiento de agua sin sistema auxiliar.

Flat Rate

Enable Flat Rates

Flat Buy Rate \$/kWh Flat Sell Rate \$/kWh

Ilustración 4-8: cuadro de definición de la tarifa plana de compra de energía

4.1.2.2 Ventana de financiamiento

En esta ventana se especifica toda la estructura de impuestos y créditos que afectarán al proyecto. Esta ventana posee 7 cuadros:

- General (General)
- Valor final (Salvage value)
- Impuestos y seguro (Taxes and insurance)
- Impuestos sobre propiedad (Property Tax)
- Parámetros de préstamo comercial (Commercial loan parameters)
- Depreciación federal (Federal depreciation)
- Depreciación estatal (State depreciation)

General y valor final

En este cuadro se especifica el periodo de análisis de proyecto, la tasa de inflación y la tasa de descuento real. Con estos dos últimos datos se calcula la tasa de descuento nominal con la siguiente fórmula:

$$1 + Tasa\ nominal = (1 + tasa\ de\ inflacion) * (1 + tasa\ real) \quad (4-1)$$

La tasa de valor final o valor de salvataje se refiere al valor que tendrán los capitales tangibles al final del periodo de análisis en porcentaje del costo total de instalación

General

Analysis Period	<input type="text" value="25"/>	years
Inflation Rate	<input type="text" value="3.00"/>	%
Real Discount Rate	<input type="text" value="6.80"/>	%
Nominal Discount Rate	<input type="text" value="10.00"/>	%

Salvage Value

Net Salvage Value	<input type="text" value="0.00"/>	% of installed cost
End of Analysis Period Value	<input type="text" value="\$ 0.00"/>	

Ilustración 4-9: Cuadros de definición de financiamiento general y valor de salvataje

Impuestos y seguro

En el cuadro de impuestos y seguro se pueden especificar los impuestos federales y estatales en porcentaje por año debido a la producción de energía como también se puede definir el porcentaje del costo de instalación que será dedicado al pago del seguro.

En el cuadro de impuestos a la propiedad se pueden especificar la tasa de impuestos a un porcentaje dado del costo de instalación total.

Taxes and Insurance		
Federal Tax	<input type="text" value="0.00"/>	%/year
State Tax	<input type="text" value="0.00"/>	%/year
Sales Tax	<input type="text" value="0.00"/>	%
Insurance	<input type="text" value="1.00"/>	% of installed cost

Property Tax		
Assessed Percent	<input type="text" value="0.00"/>	% of installed cost
Assessed Value	<input type="text" value="\$ 0.00"/>	
Assessed Value Decline	<input type="text" value="0.00"/>	%/year
Property Tax	<input type="text" value="0.00"/>	%/year

Ilustración 4-10: Cuadros de definición de impuestos y seguros, e impuestos a la propiedad
Parámetros de préstamo comercial

En este cuadro se especifica el periodo de préstamo en años, la tasa de interés del préstamo y la fracción del costo total de instalación financiada a través del préstamo.

Commercial Loan Parameters		
Principal Amount	<input type="text" value="\$ 6,606.00"/>	WACC <input type="text" value="7.38"/>
Loan Term	<input type="text" value="20"/>	years
Loan Rate	<input type="text" value="6.5"/>	%/year
Debt Fraction	<input type="text" value="75"/>	%

Ilustración 4-11: Configuración del préstamo comercial

Depreciación federal y estatal

En los cuadros de depreciación federal y estatal es posible definir el periodo en años en cuando se depreciarán los capitales tangibles del sistema solar.

Federal Depreciation	State Depreciation
<input type="radio"/> No Depreciation <input checked="" type="radio"/> 5-yr MACRS <input type="radio"/> Straight Line (specify years) <input type="text" value="7"/> <input type="radio"/> Custom (specify percentages) <input type="button" value="Edit..."/>	<input type="radio"/> No Depreciation <input checked="" type="radio"/> 5-yr MACRS <input type="radio"/> Straight Line (specify years) <input type="text" value="7"/> <input type="radio"/> Custom (specify percentages) <input type="button" value="Edit..."/>

Ilustración 4-12: Configuración de la depreciación de los activos fijos

4.1.2.3 Ventana de costos del sistema solar

En esta ventana se definen los costos de instalación de los sistemas de calentamiento solar, como también los precios de costo y operación del sistema. Esta ventana se divide en 3 cuadros en los cuales se definen los datos necesarios:

1. Costos directos de capital (Direct capital costs)
2. Costos indirectos de capital (Indirect capital costs)
3. Costos de operación y mantenimiento (Operation and maintenance costs)

Costos directos de capital

En este cuadro se especifican los costos de cada colector y los costos de tanque de almacenamiento como también los costos de balance del sistema y los costos de instalación. También es posible asignar un porcentaje del costo total a contingencias.

Direct Capital Costs			
Number of Collectors	<input type="text" value="4"/>	Collector Cost	<input type="text" value="15,000.00"/> <input type="text" value="\$/m2"/> <input type="text" value="\$ 246,000.00"/>
		Storage Cost	<input type="text" value="500.00"/> <input type="text" value="\$/m3"/> <input type="text" value="\$ 500.00"/>
		Balance of System	<input type="text" value="\$ 500.00"/>
		Installation Cost	<input type="text" value="\$ 500.00"/>
		Contingency	<input type="text" value="0 %"/> <input type="text" value="\$ 0.00"/>
		Total Direct Cost	<input type="text" value="\$ 247,500.00"/>

Ilustración 4-13: Cuadro de configuración de los costos directos

Costos indirectos de capital

En este cuadro se especifican los costos de ingeniería y construcción, y costos de proyecto terreno. Estos costos se pueden asignar en porcentaje del costo directo y en costos fijos.

Indirect Capital Costs				
	% of Direct Cost	Non-fixed Cost	Fixed Cost	Total
Engineer,Procure,Construct	<input type="text" value="0 %"/>	<input type="text" value="\$ 0.00"/>	<input type="text" value="\$ 0.00"/>	<input type="text" value="\$ 0.00"/>
Project,Land,Miscellaneous	<input type="text" value="0 %"/>	<input type="text" value="\$ 0.00"/>	<input type="text" value="\$ 0.00"/>	<input type="text" value="\$ 0.00"/>
Sales Tax of	<input type="text" value="0 %"/>	applies to	<input type="text" value="100 %"/>	of Direct Cost <input type="text" value="\$ 0.00"/>
Total Indirect Cost				<input type="text" value="\$ 0.00"/>

Ilustración 4-14: Cuadro de configuración de costos indirectos

Costos operacionales y de mantención

En este cuadro se especifican los costos de operación y mantención anuales de forma fija, por capacidad instalada o por generación. Además es posible asignar una tasa de elevación de cotos sobre la inflación anual.

Operation and Maintenance Costs				
	First Year Cost		Escalation Rate (above inflation)	
Fixed Annual Cost	<input type="text" value="5,000.00"/>	<input type="text" value="\$/yr"/>	<input type="text" value="0 %"/>	
Fixed Cost by Capacity	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="\$/kW-yr"/>	<input type="text" value="0 %"/>	
Variable Cost by Generation	<input type="text" value="0.00"/>	<input type="text" value="\$/MWh"/>	<input type="text" value="0 %"/>	

Note
Escalation rates do not apply to O&M annual schedules, only first year values.

Ilustración 4-15: Cuadro de configuración de los costos operacionales y de mantención

5 ANEXO: CONFIGURACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA SIMULACIÓN

La configuración de las simulaciones comprende una parte técnica y otra parte económica. En la parte técnica se definen todas las características del sistema de calentamiento de agua solar, desde el número y tipo de colector hasta las características de los tanques de almacenamiento y auxiliar. La parte económica definen la estructura de inversión del proyecto, como también la forma del crédito y el precio de los combustibles con los que se compara el proyecto. En la presente sección se especifica estas configuraciones para cada uno de los casos del presente estudio. Para esto se señalan todos los datos de entrada requeridos por la herramienta SAM, definiendo paso a paso cada dato, señalando la ventana y el cuadro específico da cada característica definida.

5.1 Configuración técnica del sistema

La configuración técnica se define en dos puntos principales:

- Rendimiento anual (Annual Performance)
- Sistema de calentamiento de agua solar (SWH System)

5.1.1 Rendimiento anual

En la ventana de rendimiento se especifica la degradación del sistema y la disponibilidad. La degradación se refiere a la manera en que baja la eficiencia del sistema y la disponibilidad indica la cantidad de tiempo que el sistema está en funcionamiento al año. En este caso las variables se establecieron de la siguiente manera:

- Degradación: 0,5%
- Disponibilidad: 96%

5.1.2 Sistema de calentamiento de agua solar

El sistema solar permite una serie de configuraciones en seis cuadros diferentes los cuales son:

1. Despacho de agua caliente (Hourly hot water draw)
2. Arreglo de colectores solares (Solar thermal collector array)
3. Especificaciones del colector (Collector Specifications)
4. Tanque de almacenamiento solar (Solar storage tank)
5. Bomba e intercambiado de calor (Pump and heat exchanger)
6. Sistema auxiliar (Auxiliar water heater)

Despacho de agua caliente: El despacho de agua caliente permite establecer un perfil de despacho de agua hora a hora el cual dependerá de la energía requerida por el proceso. A mayor requerimiento energético se procesa mayor cantidad de leche y por lo tanto se necesita proporcionalmente más agua caliente. Para los escenarios de horario de despacho y de fracción solar la energía requerida es de 400MWh para todos los casos por lo cual los despachos de agua caliente y la producción de leche pasteurizada es igual para todos los casos también, sin embargo para el escenario de la energía requerida los despachos serán proporcionales a esta.

Tabla 5-1: Despacho de agua en kg y producción de leche en kg por energía requerida

Energía requerida MWh	Despacho horario	Despacho diario	Despacho anual	Leche procesada anual
200	1.450	5.800	2.117.000	1.460.000
800	5.800	23.200	8.468.000	5.840.000
1.200	8.700	34.800	12.702.000	8.760.000

Arreglo de colectores: En el arreglo de colectores se pueden variar el número de colectores, la inclinación y el azimut de estos. El número de colectores será variable en para cada caso de cada escenario, mientras que la inclinación y el azimut mantienen la siguiente configuración:

- Inclinación para Santiago: 33,5°
- Inclinación para Concepción: 35°
- Azimut para ambas ciudades: 0°

Especificaciones del colector: El colector escogido se especificó en la sección dedicada en este mismo capítulo. Se utilizaron los mismos datos que especifica el programa.

Tanque de almacenamiento solar: En el cuadro del tanque solar existen tres variables, el tamaño del tanque en m³, el ratio entre la altura del tanque y el diámetro y el valor U de transmitancia térmica en [kJ/hr-m²-°C]. El valor del tamaño del tanque varía para cada escenario y para cada caso, mientras que los otros datos mantienen la siguiente configuración:

- Ratio entre altura y diámetro del tanque: 1
- Valor de U: 3.553 [kJ/hr-m²-°C] (este es el valor por defecto que muestra el programa)

Bomba e intercambiador de calor: En este cuadro se especifica la potencia de la bomba en W y la eficiencia del intercambiador de calor al interior del tanque de almacenamiento solar. En este caso la potencia de la bomba será proporcional a la energía requerida con un valor inicial de 40W para el caso de una energía requerida de 400MWh. La eficiencia del intercambiador de calor se calcula con la siguiente ecuación:

$$e = (T_{frio-out} - T_{frio-in}) / (T_{caliente-in} - T_{frio-in}) \quad (5-1)$$

En este caso la eficiencia se dejó en un 65%.

Sistema auxiliar: En el cuadro del sistema auxiliar existen cuatro variables, el factor energético del sistema auxiliar, el volumen del tanque auxiliar, la temperatura por defecto del sistema auxiliar y la potencia máxima del sistema auxiliar. El factor energético se refiere a la eficiencia de la conversión de energía del sistema auxiliar, al imponer que esta eficiencia en el calentamiento de agua sea la misma que la de una caldera que funcione con combustibles fósiles se puede simular un sistema auxiliar de estas características, por ellos el factor energético se mantuvo en 85%. La temperatura por defecto del sistema auxiliar se mantuvo en 85°C que es la temperatura requerida por el proceso auxiliar. Por otro lado la configuración del volumen y la potencia máxima definen la energía máxima alcanzable por el sistema por lo cual estos valores dependerán de la energía requerida por el proceso. A continuación se muestran los valores del volumen y potencia máxima del sistema auxiliar por energía requerida para cada ciudad.

Tabla 5-2: Configuración de los sistemas auxiliares para distintas energías requeridas

Energía requerida MWh	Volumen m ² aux	Potencia aux kW	Volumen m ² aux	Potencia aux kW
	Santiago	Santiago	Concepción	Concepción
200	2	250	3	250
800	9	900	10	900
1.200	14	1.350	16	1.350

Es necesario destacar que el sistema auxiliar que simula el programa es puramente eléctrico, sin embargo al mantener las energías requeridas en los valores específicos para un sistema de combustible fósil es posible calcular el balance de energía que tendría un sistema solar con ayuda de un sistema auxiliar de este tipo.

5.2 Configuración económica del sistema solar

La configuración económica del sistema incluye dos partes principales que se definen en las siguientes ventanas del programa:

- Costos del sistema de calentamiento de agua solar (SWH system costs)
- Financiamiento (Financing)

En estas configuraciones las opciones del usuario pueden ser múltiples. En esta sección se especificarán las estructuras de costos y financiamiento escogidas para los casos simulados. Todos los costos en esta sección se encuentran en dólares estadounidenses.

5.2.1 Estructura de costos

La estructura de costos del sistema es definible por el usuario. La ventana de costos del sistema solar se divide en tres cuadros:

1. Costos directos de capital (Direct capital costs)
2. Costos indirectos de capital (Indirect capital costs)
3. Costos de operación y mantenimiento (Operation and maintenance costs)

Costos directos de capital: En el cuadro de costos directos de capital se define el costo de cada colector, el costo de cada m³ del tanque de almacenamiento solar, el costo del balance del sistema, el costo de instalación del sistema y el porcentaje dedicado a la contingencia. Los costos de cada colector y el costo de cada m³ del tanque de almacenamiento se mantienen fijos para cada caso con los siguientes valores:

- Costo de cada colector: \$2.000 + IVA (según lo visto en el capítulo 3)
- Costo de cada m³: \$1.000 + IVA (precio de mercado en cotizaciones web)

Los costos de balance del sistema y los costos de instalación dependerán del tamaño de cada campo, sin embargo para simplificar estos se mantuvieron fijos para cada valor de la energía requerida. Los costos dedicados a la contingencia se mantienen en valor cero. Los valores de los costos de balance e instalación del sistema para cada valor de la energía requerida se muestran a continuación:

Tabla 5-3: Configuración de los costos de capital directo del sistema solar por energía requerida

Energía requerida MWh	Balance del sistema	Costo de instalación	Total
200	\$2.000	\$5.000	\$7.500 + IVA
800	\$8.000	\$20.000	\$28.000 + IVA
1.200	\$12.000	\$30.000	\$42.000 + IVA

Costos de capital indirecto: En el cuadro de los costos de capital indirecto muestran como variables el porcentaje de costos dedicado a las labores de ingeniería y construcción, costos sobre el terreno y extras y otros costos fijos. Esta estructura de costos se mantuvo fija para todos los escenarios y todos los casos con la siguiente estructura:

- Costos de ingeniería y construcción: 15% de los costos directos
- Costos sobre el terreno y costos extras: 10% de los costos directos
- Otros costos fijos: 5.000

Costos de operación y mantenimiento: En el cuadro de los costos operacionales y de mantenimiento existen tres variables, costos fijos anuales, costos fijos por capacidad instalada, costos fijos por generación. Además es posible asignar una tasa de aumento a estos costos que se hace efectiva anualmente. Los costos fijos anuales dependerán del tamaño del campo solar. Los valores de costos fijos por capacidad instalada y costos fijos por generación se mantuvieron iguales a 0. La tasa

de aumento de los costos fijos se mantuvo iguales a cero. A continuación se muestran los valores de los costos fijos anuales por cada valor de la energía requerida.

Tabla 5-4: Costos fijos anuales por energía requerida para ambas ciudades

Energía requerida MWh	Costos fijos anuales
200	\$5.000 + IVA
800	\$20.000 + IVA
1.200	\$30.000 + IVA

5.2.2 Financiamiento

La estructura de financiamiento también es definible por el usuario. La configuración del sistema de financiamiento se define en siete cuadros:

1. Datos generales (General)
2. Impuestos y seguro (Taxes and insurance)
3. Valor de salvataje (Salvage value)
4. Impuestos a la propiedad (Property tax)
5. Parámetros de préstamo comercial (Commercial loan parameters)
6. Depreciación federal (Federal depreciation)
7. Depreciación estatal (State depreciation)

Datos generales: En los datos generales se pueden variar el periodo de análisis, la tasa de inflación y la tasa de descuento real. Estos datos se definieron igual para todos los escenarios y todos los casos de la siguiente manera:

- Periodo de análisis: 25 años
- Tasa de inflación: 3% anual. Esta tasa se escogió dados los datos de inflación real para Chile según el banco central.
- Tasa de descuento real: 6,8%

La tasa de descuento real y la tasa de inflación definen la tasa de descuento nominal, que se calcula con la siguiente ecuación:

$$1 + \textit{tasa nominal} = (1 + \textit{tasa de inflacion}) * (1 + \textit{tasa real}) \quad (5-2)$$

La tasa de descuento obtiene un valor final de 10%.

Impuestos y seguro: En el cuadro de impuestos y seguro se establecen la tasa de impuestos federales y estatales además de la tasa de seguro con respecto al costo total de instalación. Dado que Chile no cuenta con una estructura de impuestos tan específica los valores se definieron de la siguiente manera:

- Impuesto federal: 0%
- Impuesto estatal: 0%
- Seguro: 5% del costo instalado

Valor de salvataje: El valor de salvataje se refiere al valor final que tendrá la instalación solar al final del periodo de evaluación y proyecto. En este caso se mantuvo en cero 0%.

Impuestos a la propiedad: Los impuestos a la propiedad son un gravamen al capital tangible. En este caso se mantuvo en 0%.

Parámetros de préstamo comercial: Los parámetros del préstamo o crédito comercial se definen en el periodo de préstamo, la tasa de interés y el porcentaje del costo total que se financia con el préstamo. En este caso las variables se especificaron de la siguiente manera:

- Periodo del préstamo: 20 años
- Tasa de interés: 6.5% anual
- Fracción del costo total: 75%

Depreciaciones: Los cuadros de depreciaciones permiten establecer la depreciación de los capitales del proyecto, en este caso se escogieron igual a 25 años, el mismo periodo de análisis.

5.2.3 Tasa de utilidad

En la ventana de tasa de utilidad se puede definir la estructura de venta de energía que genera el sistema, sin embargo el proyecto que se propone no vende energía por lo cual no es necesario definir tales datos. Sin embargo en esta ventana se define el valor de la energía. Es en este cuadro en donde se especifica el valor por kWh del combustible con el cual se comparará el proyecto. Los valores que se especificarán son:

- Valor de venta gas natural: 0,075\$/kWh (según lo visto en el capítulo 2)
- Valor de venta del diesel: 0,1\$/kWh (según lo visto en el capítulo 2)

6 ANEXO: PERFIL CLIMÁTICO Y RECURSO SOLAR DE LAS LOCALIDADES

En estos anexos se muestran las tablas de los gráficos de promedios mensuales de radiación y temperaturas para los perfiles climáticos y de recurso solar de la región metropolitana y octava.

6.1 Perfil de la región metropolitana, Santiago

En la siguiente tabla se muestran los datos mensuales de radiación para la ciudad de Santiago:

Tabla 6-1: Radiación global y radiación directa mensual en kWh para Santiago

Estación	Mes	Radiación global horizontal	Radiación normal directa	Diferencia
Verano	Enero	255,06	245,57	9,48
	Febrero	205,37	203,20	2,17
	Marzo	174,03	166,94	7,08
Otoño	Abril	110,59	108,25	2,35
	Mayo	75,03	71,38	3,65
	Junio	57,81	56,74	1,07
Invierno	Julio	63,50	52,62	10,89
	Agosto	90,28	80,44	9,84
	Septiembre	122,71	93,26	29,45
Primavera	Octubre	167,22	132,79	34,43
	Noviembre	224,46	205,63	18,83
	Diciembre	244,93	215,27	29,66
Total		1.790,98	1.632,09	158,89
Promedio diario		4,91	4,47	0,44

En la tabla siguiente se muestran los datos mensuales de temperatura ambiente y de red local de agua para la ciudad de Santiago:

Tabla 6-2: Temperatura ambiente y de red local de agua mensual en °C para Santiago

Estación	Mes	Temperatura ambiente	Temperatura red
Verano	Enero	21,04	14,62
	Febrero	20,28	14,45
	Marzo	17,95	15,12
Otoño	Abril	14,14	16,51
	Mayo	11,05	18,24
	Junio	9,10	19,84
Invierno	Julio	7,61	20,88
	Agosto	9,32	21,08
	Septiembre	11,39	20,38

Estación	Mes	Temperatura ambiente	Temperatura red
Primavera	Octubre	14,42	18,98
	Noviembre	17,13	17,25
	Diciembre	20,15	15,66
Promedio		14,43	17,77

6.2 Perfil de la octava región

En la siguiente tabla se muestran los datos mensuales de radiación para la ciudad de Concepción:

Tabla 6-3: Radiación global y normal mensual en kWh para Concepción

Estación	Mes	Radiación global horizontal	Radiación normal directa	Diferencia
Verano	Enero	236,93	213,53	23,40
	Febrero	190,85	188,54	2,31
	Marzo	153,42	140,75	12,67
Otoño	Abril	102,06	94,68	7,38
	Mayo	58,60	45,59	13,01
	Junio	46,20	36,99	9,21
Invierno	Julio	55,45	47,33	8,12
	Agosto	78,16	60,03	18,13
	Septiembre	118,53	100,47	18,06
Primavera	Octubre	167,51	139,73	27,78
	Noviembre	196,01	152,43	43,58
	Diciembre	233,57	199,95	33,62
Total		1.637,29	1.420,02	217,27
Promedio diario		4,49	3,89	0,60

En la tabla siguiente se muestran los datos mensuales de temperatura ambiente y de red local de agua para la ciudad de Concepción:

Tabla 6-4: Temperatura ambiente y de red local de agua mensual en °C para Concepción

Estación	Mes	Temperatura ambiente	Temperatura red
Verano	Enero	17,01	14,71
	Febrero	16,56	14,58
	Marzo	15,40	14,89
Otoño	Abril	13,19	15,58
	Mayo	11,27	16,46
	Junio	9,71	17,30
Invierno	Julio	9,22	17,87
	Agosto	10,14	18,01
	Septiembre	10,81	17,69
Primavera	Octubre	12,32	16,99
	Noviembre	14,16	16,11
	Diciembre	16,01	15,27

Estación	Mes	Temperatura ambiente	Temperatura red
Promedio		12,97	16,30

6.3 Comparación de perfiles

En la tabla siguiente se muestra la comparación de los datos mensuales de radiación normal directa entre ciudades:

Tabla 6-5: Comparación de radiación directa mensual en kWh entre ciudades

Estación	Mes	Radiación directa Santiago	Radiación directa Concepción	Diferencia
Verano	Enero	245,57	213,53	32,04
	Febrero	203,20	188,54	14,67
	Marzo	166,94	140,75	26,20
Otoño	Abril	108,25	94,68	13,57
	Mayo	71,38	45,59	25,79
	Junio	56,74	36,99	19,75
Invierno	Julio	52,62	47,33	5,29
	Agosto	80,44	60,03	20,41
	Septiembre	93,26	100,47	-7,21
Primavera	Octubre	132,79	139,73	-6,94
	Noviembre	205,63	152,43	53,20
	Diciembre	215,27	199,95	15,32
Total		1.632,09	1.420,02	212,07
Promedio diario		4,47	3,89	0,58

En la siguiente tabla se muestra la comparación de los promedios mensuales de temperatura ambiente entre ciudades:

Tabla 6-6: Comparación de temperatura ambiente mensual en °C entre ciudades

Estación	Mes	Temperatura ambiente Santiago	Temperatura ambiente Concepción	Diferencia
Verano	Enero	21,04	17,01	4,02
	Febrero	20,28	16,56	3,72
	Marzo	17,95	15,40	2,55
Otoño	Abril	14,14	13,19	0,94
	Mayo	11,05	11,27	-0,22
	Junio	9,10	9,71	-0,61
Invierno	Julio	7,61	9,22	-1,61
	Agosto	9,32	10,14	-0,82
	Septiembre	11,39	10,81	0,58
Primavera	Octubre	14,42	12,32	2,10
	Noviembre	17,13	14,16	2,98
	Diciembre	20,15	16,01	4,14
Promedio		14,43	12,97	1,47

En la siguiente tabla se muestra la comparación de los promedios mensuales de temperatura de la red local de agua entre ciudades:

Tabla 6-7: Comparación de temperatura de red local de agua mensual en °C entre ciudades

Estación	Mes	Temperatura red Santiago	Temperatura red Concepción	Diferencia
Verano	Enero	14,62	14,71	-0,09
	Febrero	14,45	14,58	-0,13
	Marzo	15,12	14,89	0,23
Otoño	Abril	16,51	15,58	0,93
	Mayo	18,24	16,46	1,77
	Junio	19,84	17,30	2,54
Invierno	Julio	20,88	17,87	3,01
	Agosto	21,08	18,01	3,07
	Septiembre	20,38	17,69	2,69
Primavera	Octubre	18,98	16,99	1,98
	Noviembre	17,25	16,11	1,14
	Diciembre	15,66	15,27	0,38
Promedio		17,77	16,30	1,47

7 ANEXO: FICHA TÉCNICA DEL COLECTOR ESCOGIDO



SUPPLIER:
Beijing Sunda Solar Energy Technology Co Ltd
 No. 3 Hua Yuan Road
 Haidian District
 Beijing, 100083 China
 www.sundasolar.com

CERTIFIED SOLAR COLLECTOR

BRAND: SUNDA
 MODEL: SEIDO 2-16
 COLLECTOR TYPE: Tubular
 CERTIFICATION #: 2007025B
 Original Certification: August 08, 2007
 Expiration Date: July 05, 2019

The solar collector listed below has been evaluated by the Solar Rating & Certification Corporation™ (SRCC™) in accordance with SRCC OG-100, Operating Guidelines and Minimum Standards for Certifying Solar Collectors, and has been certified by the SRCC. This award of certification is subject to all terms and conditions of the Program Agreement and the documents incorporated therein by reference.

COLLECTOR THERMAL PERFORMANCE RATING							
Kilowatt-hours (thermal) Per Panel Per Day				Thousands of Btu Per Panel Per Day			
Climate ->	High Radiation (6.3 kWh/m ² .day)	Medium Radiation (4.7 kWh/m ² .day)	Low Radiation (3.1 kWh/m ² .day)	Climate ->	High Radiation (2000 Btu/ft ² .day)	Medium Radiation (1500 Btu/ft ² .day)	Low Radiation (1000 Btu/ft ² .day)
Category (Ti-Ta)				Category (Ti-Ta)			
A (-5 °C)	15.7	11.8	8.0	A (-9 °F)	53.6	40.4	27.2
B (5 °C)	15.2	11.3	7.4	B (9 °F)	51.7	38.5	25.3
C (20 °C)	14.2	10.3	6.4	C (36 °F)	48.5	35.2	22.0
D (50 °C)	12.1	8.3	4.5	D (90 °F)	41.4	28.3	15.2
E (80 °C)	9.7	5.9	2.4	E (144 °F)	33.1	20.0	8.2
A- Pool Heating (Warm Climate) B- Pool Heating (Cool Climate) C- Water Heating (Warm Climate) D- Space & Water Heating (Cool Climate) E- Commercial Hot Water & Cooling							

COLLECTOR SPECIFICATIONS					
Gross Area:	4.101 m ²	44.15 ft ²	Dry Weight:	100 kg	220 lb
Net Aperture Area:	3.023 m ²	32.54 ft ²	Fluid Capacity:	2.9 liter	0.8 gal
Absorber Area:	0.000 m ²	0.00 ft ²	Test Pressure:	600 kPa	87 psi

TECHNICAL INFORMATION			Tested in accordance with:		
ISO Efficiency Equation [NOTE: Based on gross area and (P)=Ti-Ta]					
SI UNITS:	$\eta = 0.623 - 1.22970 * (P)/G - 0.00756 * (P)^2/G$	Y Intercept:	0.628	Slope:	-1.719 W/m ² .°C
IP UNITS:	$\eta = 0.623 - 0.21673 * (P)/G - 0.00074 * (P)^2/G$	Y Intercept:	0.628	Slope:	-0.303 Btu/hr.ft ² .°F

Transverse Incident Angle Modifier								Longitudinal Incident Angle Modifier at 50°:		
θ	10	20	30	40	50	60	70	Test Fluid:	Water	
K _{tr}	1.00	1.02	1.03	1.05	1.04	0.91	0.21	Test Mass Flow Rate:	0.0100 kg/(s m ²)	7.37 lb/(hr ft ²)

REMARKS:

Jim Higgins

Technical Director



Print Date: September, 2012
 © Solar Rating & Certification Corporation™
 www.solar-rating.org ♦ 400 High Point Drive, Suite 400 ♦ Cocoa, Florida 32926 ♦ (321) 213-6037 ♦ Fax (321) 821-0910

Fuente: www.solar-rating.org

8 ANEXO: RESULTADOS TÉCNICO-ENERGÉTICOS

En estos anexos se muestran los datos de los gráficos de datos mensuales mostrados en el capítulo de los resultados técnico-energéticos

8.1 Anexos resultados escenario de horarios de despacho

8.1.1 Resultados térmicos

8.1.1.1 Santiago

Los resultados de las temperaturas promedio al interior del tanque para cada horario de despacho y en cada mes para la ciudad de Santiago se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 8-1: Temperatura promedio mensual en °C por horario de despacho, Santiago

Estación	Mes	Temperatura promedio °C						
		8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Verano	Enero	91,3	91,9	88,6	83,3	76,6	71,4	68,6
	Febrero	90,9	91,3	88,6	83,2	76,4	71,0	67,9
	Marzo	86,5	86,4	82,2	77,1	70,9	66,1	63,8
Otoño	Abril	69,6	69,1	65,4	61,6	57,1	53,9	52,9
	Mayo	57,8	56,9	53,7	50,5	47,1	45,1	44,9
	Junio	51,6	51,5	49,0	46,4	43,4	41,4	41,0
Invierno	Julio	52,2	52,3	50,0	47,6	44,6	42,5	42,0
	Agosto	64,2	63,9	60,7	57,4	53,5	50,8	50,2
	Septiembre	72,0	71,2	67,5	63,9	59,8	57,1	56,3
Primavera	Octubre	77,9	77,1	73,0	68,6	63,8	60,7	59,5
	Noviembre	90,1	90,0	85,5	80,0	73,5	68,9	66,8
	Diciembre	89,4	89,1	85,0	79,9	73,9	69,3	67,0

8.1.1.2 Concepción

Los resultados de las temperaturas promedio al interior del tanque para cada horario de despacho y en cada mes para la ciudad de Concepción se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 8-2: Temperatura promedio mensual en °C por horario de despacho, Concepción

Estación	Mes	Temperatura promedio °C						
		8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Verano	Enero	91,0	91,1	89,7	86,5	80,4	74,9	71,9
	Febrero	89,5	89,5	88,5	85,4	79,2	73,7	70,4
	Marzo	85,0	83,7	80,3	77,3	71,8	67,5	65,5
Otoño	Abril	72,1	70,5	67,2	64,8	60,3	57,0	56,0
	Mayo	50,4	49,4	47,3	45,4	42,5	40,6	40,3
	Junio	46,0	45,4	43,6	42,1	39,5	37,7	37,4
Invierno	Julio	50,5	49,8	47,8	46,2	43,3	41,2	40,8
	Agosto	58,8	57,8	55,3	53,8	50,5	48,0	47,4
	Septiembre	74,8	73,3	70,0	67,6	62,9	59,6	58,4

Estación	Mes	Temperatura promedio °C						
		8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Primavera	Octubre	80,6	79,4	76,3	73,0	67,9	64,3	62,8
	Noviembre	86,4	85,6	83,0	78,9	73,2	68,9	66,9
	Diciembre	89,7	89,2	87,2	83,4	77,4	72,5	69,9

8.1.2 Resultados de radiación incidente y calor transmitido

8.1.2.1 Santiago

Los resultados de la radiación mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada horario de despacho para la ciudad de Santiago se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-3: Radiación incidente mensual en kWh por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	56.341	55.386	54.431	54.431	54.431	54.431	55.386
Febrero	49.634	48.793	47.951	47.951	47.951	47.951	48.793
Marzo	46.906	46.111	45.316	45.316	45.316	45.316	46.111
Abril	33.371	32.805	32.240	32.240	32.240	32.240	32.805
Mayo	24.149	23.740	23.331	23.331	23.331	23.331	23.740
Junio	19.499	19.168	18.838	18.838	18.838	18.838	19.168
Julio	20.104	19.763	19.422	19.422	19.422	19.422	19.763
Agosto	27.862	27.390	26.918	26.918	26.918	26.918	27.390
Septiembre	33.389	32.824	32.258	32.258	32.258	32.258	32.824
Octubre	41.121	40.424	39.727	39.727	39.727	39.727	40.424
Noviembre	50.862	50.000	49.138	49.138	49.138	49.138	50.000
Diciembre	52.717	51.823	50.930	50.930	50.930	50.930	51.823
Total	455.954	448.226	440.498	440.498	440.498	440.498	448.226

Los resultados de la transmisión de calor al tanque de almacenamiento solar mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada horario de despacho se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-4: Calor transmitido al tanque mensual en kWh por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	30,268	29,933	29,943	29,296	28,919	28,892	28,761
Febrero	26,346	26,179	26,271	25,729	25,395	25,354	25,210
Marzo	26,176	25,860	25,684	25,520	25,412	25,394	25,395
Abril	19,144	18,803	18,589	18,677	18,774	18,808	18,976
Mayo	13,749	13,527	13,379	13,452	13,523	13,527	13,681
Junio	11,085	10,888	10,753	10,799	10,856	10,869	11,003
Julio	11,239	11,029	10,886	10,925	10,985	11,007	11,151
Agosto	15,565	15,292	15,106	15,172	15,256	15,288	15,482
Septiembre	18,678	18,362	18,171	18,260	18,341	18,365	18,517
Octubre	22,742	22,433	22,226	22,004	21,822	21,763	21,726

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Noviembre	27,344	26,948	26,734	26,203	25,780	25,650	25,451
Diciembre	28,706	28,235	28,053	27,534	27,170	27,081	26,915
Total	251,043	247,489	245,794	243,573	242,232	241,998	242,267

8.1.2.2 Concepción

Los resultados de la radiación mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada horario de despacho para la ciudad de concepción se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-5: Radiación incidente mensual en kWh por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	62.867	61.071	60.173	60.173	60.173	60.173	61.071
Febrero	55.447	53.862	53.070	53.070	53.070	53.070	53.862
Marzo	50.126	48.694	47.978	47.978	47.978	47.978	48.694
Abril	37.076	36.017	35.487	35.487	35.487	35.487	36.017
Mayo	21.864	21.239	20.927	20.927	20.927	20.927	21.239
Junio	17.902	17.391	17.135	17.135	17.135	17.135	17.391
Julio	21.647	21.028	20.719	20.719	20.719	20.719	21.028
Agosto	27.944	27.145	26.746	26.746	26.746	26.746	27.145
Septiembre	39.703	38.568	38.001	38.001	38.001	38.001	38.568
Octubre	49.823	48.399	47.687	47.687	47.687	47.687	48.399
Noviembre	53.256	51.735	50.974	50.974	50.974	50.974	51.735
Diciembre	60.490	58.762	57.897	57.897	57.897	57.897	58.762
Total	498.145	483.912	476.796	476.796	476.796	476.796	483.912

Los resultados de la transmisión de calor al tanque de almacenamiento solar mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada horario de despacho se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-6: Calor transmitido al tanque mensual en kWh por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	30.620	30.438	30.667	29.559	29.081	29.082	29.046
Febrero	26.381	26.418	26.792	25.925	25.463	25.353	25.246
Marzo	26.486	26.042	25.902	25.618	25.472	25.522	25.578
Abril	20.048	19.532	19.351	19.388	19.464	19.533	19.723
Mayo	12.007	11.701	11.586	11.618	11.679	11.688	11.799
Junio	9.804	9.546	9.443	9.456	9.506	9.523	9.621
Julio	11.740	11.432	11.313	11.327	11.383	11.400	11.515
Agosto	15.021	14.621	14.480	14.487	14.560	14.599	14.751
Septiembre	20.875	20.380	20.209	20.134	20.094	20.113	20.210
Octubre	25.379	25.078	25.043	24.349	23.918	23.818	23.761
Noviembre	26.245	26.013	26.090	25.340	24.922	24.785	24.660
Diciembre	29.462	29.296	29.512	28.443	27.879	27.744	27.621

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Total	254.068	250.497	250.388	245.644	243.419	243.162	243.530

8.1.3 Análisis energético

La energía requerida por el proceso para cada mes del año es la misma para cada horario de despacho, y los valores se muestran a continuación:

Tabla 8-7: Energía requerida mensualmente en MWh para ambas ciudades

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh	35,3	32,3	35,4	33,56	33,8	31,9	32,5	32,4	31,7	33,4	33,2	35,1

8.1.3.1 Santiago

Los resultados de la energía generada por el sistema solar para cada horario de despacho y para cada mes se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-8: Energía ahorrada mensual en kWh por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	30.398,9	30.842,3	31.131,3	30.930,9	30.825,4	30.838,3	30.694,5
Febrero	28.297,9	28.485,3	28.731,3	28.321,0	28.127,7	28.116,6	27.980,7
Marzo	29.422,8	29.337,8	29.281,7	29.217,1	29.175,5	29.157,9	29.113,2
Abril	21.640,0	21.568,9	21.519,4	21.799,4	22.018,6	22.079,2	22.220,2
Mayo	17.778,9	17.581,3	17.470,4	17.581,2	17.674,2	17.675,0	17.800,6
Junio	14.074,9	14.024,0	13.984,5	14.148,1	14.295,3	14.341,5	14.466,6
Julio	14.340,8	14.332,8	14.304,1	14.482,9	14.625,2	14.655,6	14.769,9
Agosto	18.543,3	18.428,3	18.335,5	18.515,3	18.672,6	18.717,2	18.886,9
Septiembre	21.032,2	21.048,3	21.017,3	21.293,5	21.470,8	21.480,3	21.581,0
Octubre	24.890,6	24.911,8	24.871,9	24.868,8	24.822,2	24.782,6	24.709,5
Noviembre	29.254,8	29.232,6	29.190,8	28.950,3	28.650,2	28.543,2	28.333,8
Diciembre	30.806,1	30.687,1	30.667,6	30.409,4	30.157,1	30.094,7	29.929,1
Total	280.481	280.480	280.505	280.517	280.514	280.482	280.485

Los resultados de la energía mensual extraída del sistema auxiliar para complementar la energía generada por el sistema solar para cada mes y para cada horario de despacho se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-9: Energía auxiliar mensual en kWh por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	4.916	4.473	4.185	4.386	4.492	4.480	4.625
Febrero	3.952	3.764	3.518	3.928	4.121	4.133	4.268
Marzo	5.948	6.032	6.088	6.152	6.192	6.209	6.253
Abril	11.919	11.990	12.038	11.757	11.537	11.475	11.333
Mayo	16.034	16.230	16.340	16.228	16.134	16.132	16.005
Junio	17.868	17.918	17.957	17.792	17.644	17.597	17.471

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Julio	18.141	18.149	18.177	17.998	17.855	17.824	17.709
Agosto	13.833	13.949	14.042	13.862	13.705	13.660	13.491
Septiembre	10.636	10.620	10.652	10.377	10.200	10.191	10.091
Octubre	8.536	8.516	8.557	8.561	8.609	8.649	8.724
Noviembre	3.932	3.956	3.999	4.240	4.542	4.650	4.860
Diciembre	4.285	4.405	4.426	4.685	4.938	5.002	5.168
Total	120.000	120.002	119.977	119.965	119.968	120.001	119.998

La tabla de las energías promedio generadas, extraídas del sistema auxiliar y requeridas por el proceso para los distintos horarios de despacho y para los distintos meses del año se muestra a continuación:

Tabla 8-10: Balance energético mensual en kWh para el promedio del horario de despacho, Santiago

Mes	Auxiliar	Ahorrada	Eléctrica
Enero	4.508,1	30.808,8	35.316,9
Febrero	3.955,0	28.294,4	32.249,4
Marzo	6.125,0	29.243,7	35.368,7
Abril	11.721,1	21.835,1	33.556,2
Mayo	16.157,3	17.651,6	33.808,9
Junio	17.749,4	14.190,7	31.940,1
Julio	17.978,9	14.501,6	32.480,5
Agosto	13.791,7	18.585,6	32.377,2
Septiembre	10.395,3	21.274,8	31.670,1
Octubre	8.592,9	24.836,8	33.429,7
Noviembre	4.311,1	28.879,4	33.190,5
Diciembre	4.701,4	30.393,0	35.094,4
Total	119.987,3	280.495,4	400.482,6

8.1.3.2 Concepción

Los resultados de la energía generada por el sistema solar para cada horario de despacho y para cada mes se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-11: Energía ahorrada mensual en kWh por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	30.213	30.731	31.053	31.009	30.993	30.972	30.832
Febrero	27.951	28.207	28.480	28.077	27.904	27.890	27.813
Marzo	29.039	28.912	28.873	28.900	28.884	28.939	28.957
Abril	22.965	22.664	22.488	22.729	22.913	22.983	23.118
Mayo	15.450	15.293	15.165	15.325	15.455	15.468	15.549
Junio	13.045	12.924	12.787	12.913	13.034	13.076	13.169
Julio	14.769	14.668	14.553	14.755	14.900	14.923	15.004
Agosto	17.636	17.556	17.432	17.772	17.968	17.999	18.104
Septiembre	23.083	22.884	22.743	23.002	23.112	23.144	23.211

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Octubre	26.655	26.727	26.771	26.687	26.575	26.516	26.437
Noviembre	28.653	28.725	28.784	28.358	28.095	27.954	27.767
Diciembre	30.998	31.189	31.352	30.904	30.651	30.594	30.472
Total	280.456	280.478	280.480	280.430	280.483	280.457	280.433

Los resultados de la energía mensual extraída del sistema auxiliar para complementar la energía generada por el sistema solar para cada mes y para cada horario de despacho se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-12: Energía auxiliar mensual en kWh por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	8am	9am	10am	11am	12pm	13pm	14pm
Enero	4.245	3.803	3.407	3.451	3.468	3.489	3.630
Febrero	3.524	3.333	2.996	3.398	3.571	3.585	3.662
Marzo	5.658	5.857	5.824	5.796	5.812	5.757	5.738
Abril	10.288	10.658	10.765	10.523	10.338	10.268	10.132
Mayo	18.481	18.707	18.764	18.603	18.473	18.460	18.378
Junio	19.392	19.579	19.650	19.523	19.401	19.359	19.266
Julio	18.470	18.639	18.685	18.483	18.337	18.314	18.233
Agosto	15.530	15.678	15.733	15.394	15.198	15.166	15.062
Septiembre	9.163	9.430	9.504	9.246	9.136	9.104	9.037
Octubre	7.007	7.004	6.892	6.977	7.089	7.148	7.228
Noviembre	4.342	4.339	4.212	4.638	4.902	5.044	5.231
Diciembre	3.506	3.387	3.152	3.601	3.855	3.912	4.035
Total	119.606	120.414	119.583	119.633	119.580	119.606	119.631

La tabla de las energías promedio generadas, extraídas del sistema auxiliar y requeridas por el proceso para los distintos horarios de despacho y para los distintos meses del año se muestra a continuación:

Tabla 8-13: Balance energético mensual en kWh para el promedio de los horarios de despacho, Concepción

Mes	Auxiliar	Ahorrada	Eléctrica
Enero	3.642	30.829	34.471
Febrero	3.438	28.046	31.484
Marzo	5.778	28.929	34.707
Abril	10.425	22.837	33.262
Mayo	18.552	15.386	33.938
Junio	19.453	12.992	32.445
Julio	18.452	14.796	33.248
Agosto	15.394	17.781	33.175
Septiembre	9.231	23.026	32.257
Octubre	7.049	26.624	33.673
Noviembre	4.673	28.334	33.006
Diciembre	3.635	30.880	34.515

Mes	Auxiliar	Ahorrada	Eléctrica
Total	119.722	280.460	400.182

8.2 Anexos resultados de escenario de fracción solar

8.2.1 Resultados térmicos

8.2.1.1 Santiago

Los resultados de las temperaturas promedio al interior del tanque para fracción solar y en cada mes para la ciudad de Santiago se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 8-14: Temperatura promedio mensual al interior del tanque en °C por fracción solar, Santiago

Estación	Mes	Temperatura promedio °C					
		85%	80%	75%	70%	65%	60%
Verano	Enero	93,5	86,5	81,1	76,6	72,2	68,4
	Febrero	93,8	86,6	81,0	76,4	72,1	68,3
	Marzo	89,4	81,7	75,9	70,9	66,2	62,0
Otoño	Abril	75,0	67,2	61,7	57,1	53,1	49,5
	Mayo	62,6	55,7	50,9	47,1	43,6	40,6
	Junio	56,5	50,4	46,5	43,4	40,7	38,2
Invierno	Julio	57,6	51,5	47,6	44,6	42,0	39,6
	Agosto	70,3	62,7	57,6	53,5	50,1	46,9
	Septiembre	77,3	69,7	64,3	59,8	55,8	52,3
Primavera	Octubre	80,3	73,4	68,2	63,8	59,5	55,7
	Noviembre	90,5	83,5	78,1	73,5	68,8	64,6
	Diciembre	90,7	83,7	78,4	73,9	69,4	65,4

8.2.1.2 Concepción

Los resultados de las temperaturas promedio al interior del tanque para fracción solar y en cada mes para la ciudad de Concepción se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 8-15: Temperatura promedio mensual al interior del tanque en °C por fracción solar, Concepción

Estación	Mes	Temperatura promedio °C				
		80%	75%	70%	65%	60%
Verano	Enero	91,8	85,3	80,4	75,4	71,2
	Febrero	91,1	84,7	79,2	74,5	70,2
	Marzo	85,4	77,7	71,8	66,6	61,8
Otoño	Abril	73,8	65,9	60,3	55,6	51,3
	Mayo	51,7	46,2	42,5	39,4	36,5
	Junio	47,3	42,7	39,5	36,9	34,4
Invierno	Julio	52,0	46,8	43,3	40,3	37,6
	Agosto	60,9	54,7	50,5	46,9	43,7
	Septiembre	75,6	68,3	62,9	58,4	54,1

Estación	Mes	Temperatura promedio °C				
		80%	75%	70%	65%	60%
Primavera	Octubre	79,9	73,2	67,9	63,5	59,0
	Noviembre	85,5	78,8	73,2	68,5	63,7
	Diciembre	89,4	82,8	77,4	72,7	68,1

8.2.2 Resultados de Radiación incidente y calor transmitido

8.2.2.1 Santiago

Los resultados de la radiación mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada fracción solar para la ciudad de Santiago se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-16: Radiación incidente mensual en kWh por fracción solar, Santiago

Fracción solar	85%	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	94.538	74.484	63.025	54.431	48.701	42.972
Febrero	83.284	65.618	55.523	47.951	42.904	37.856
Marzo	78.706	62.011	52.471	45.316	40.546	35.776
Abril	55.995	44.117	37.330	32.240	28.846	25.452
Mayo	40.522	31.926	27.015	23.331	20.875	18.419
Junio	32.718	25.778	21.812	18.838	16.855	14.872
Julio	33.733	26.578	22.489	19.422	17.378	15.333
Agosto	46.752	36.835	31.168	26.918	24.084	21.251
Septiembre	56.026	44.142	37.351	32.258	28.862	25.467
Octubre	69.000	54.363	46.000	39.727	35.545	31.364
Noviembre	85.344	67.241	56.896	49.138	43.965	38.793
Diciembre	88.457	69.693	58.971	50.930	45.569	40.208
Total	765.076	602.787	510.050	440.498	394.130	347.762

Los resultados de la transmisión de calor al tanque de almacenamiento solar mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada fracción solar se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-17: Calor transmitido al tanque mensual en kWh por fracción solar, Santiago

Fracción solar	85%	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	32.948	31.879	30.094	28.037	24.918	22.168
Febrero	28.470	27.812	26.364	24.620	21.965	19.583
Marzo	30.099	28.927	26.869	24.636	22.099	19.720
Abril	25.758	22.958	20.443	18.201	16.457	14.695
Mayo	20.175	17.067	14.848	13.110	11.909	10.665
Junio	16.725	13.763	11.944	10.525	9.542	8.535
Julio	16.936	13.917	12.082	10.650	9.653	8.635
Agosto	22.531	19.252	16.770	14.790	13.414	12.000
Septiembre	25.229	22.352	19.933	17.781	16.047	14.329
Octubre	27.269	25.304	23.190	21.156	18.941	16.851
Noviembre	29.367	28.498	26.867	24.993	22.254	19.815
Diciembre	30.960	29.995	28.287	26.341	23.409	20.802

Fracción solar	85%	80%	75%	70%	65%	60%
Total	306.468	281.725	257.693	234.839	210.606	187.799

8.2.2.2 Concepción

Los resultados de la radiación mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada fracción solar para la ciudad de concepción se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-18: Radiación incidente mensual en kWh por fracción solar, Concepción

Fracción solar	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	86.218	70.052	60.173	52.090	45.803
Febrero	76.041	61.783	53.070	45.942	40.397
Marzo	68.745	55.855	47.978	41.533	36.521
Abril	50.848	41.314	35.487	30.720	27.013
Mayo	29.984	24.362	20.927	18.116	15.929
Junio	24.552	19.948	17.135	14.833	13.043
Julio	29.687	24.121	20.719	17.936	15.771
Agosto	38.323	31.137	26.746	23.153	20.359
Septiembre	54.450	44.240	38.001	32.897	28.926
Octubre	68.328	55.517	47.687	41.282	36.299
Noviembre	73.037	59.343	50.974	44.126	38.801
Diciembre	82.958	67.403	57.897	50.120	44.071
Total	683.170	555.076	476.796	412.749	362.934

Los resultados de la transmisión de calor al tanque de almacenamiento solar mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada fracción solar se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-19: Calor transmitido al tanque mensual en kWh por fracción solar, Concepción

Fracción solar	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	32.935	31.400	29.081	27.494	25.014
Febrero	28.705	27.408	25.463	24.076	21.970
Marzo	30.519	28.147	25.472	23.537	21.494
Abril	25.246	21.991	19.464	17.683	16.202
Mayo	15.705	13.259	11.679	10.575	9.693
Junio	12.822	10.806	9.506	8.601	7.877
Julio	15.361	12.942	11.383	10.297	9.428
Agosto	19.512	16.537	14.560	13.187	12.080
Septiembre	25.184	22.459	20.094	18.405	16.828
Octubre	28.472	26.219	23.918	22.350	20.354
Noviembre	28.760	27.070	24.922	23.424	21.401
Diciembre	31.605	30.073	27.879	26.368	24.039
Total	294.826	268.308	243.419	225.998	206.381

8.2.3 Resultados energéticos

La energía requerida por el proceso para cada mes del año es la misma para cada horario de despacho, y los valores se muestran a continuación:

Tabla 8-20: Energía requerida mensual en MWh para ambas ciudades

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh	35,3	32,3	35,4	33,56	33,,8	31,9	32,5	32,4	31,7	33,4	33,2	35,1

8.2.3.1 Santiago

Los resultados de la energía ahorrada por el sistema solar para cada fracción solar y para cada mes para la ciudad de Santiago se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-21: Energía ahorrada mensual en kWh por fracción solar, Santiago

Fracción solar	85%	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	33.786	33.548	32.447	30.841	28.496	26.143
Febrero	31.005	30.760	29.675	28.146	25.884	23.683
Marzo	33.897	33.038	31.280	29.193	26.935	24.669
Abril	28.502	26.158	24.008	22.038	20.664	19.081
Mayo	24.245	21.338	19.288	17.694	16.655	15.465
Junio	19.592	17.021	15.498	14.316	13.604	12.725
Julio	20.036	17.392	15.847	14.645	13.934	13.032
Agosto	25.586	22.648	20.441	18.692	17.589	16.299
Septiembre	27.975	25.475	23.396	21.489	20.110	18.533
Octubre	29.857	28.302	26.557	24.839	23.005	21.116
Noviembre	31.932	31.526	30.261	28.667	26.315	24.058
Diciembre	33.781	33.223	31.880	30.173	27.693	25.294
Total	340.193	320.429	300.579	280.733	260.885	240.097

Los resultados de la energía mensual extraída del sistema auxiliar para complementar la energía generada por el sistema solar para cada mes y para cada fracción solar se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-22: Energía auxiliar mensual en kWh por fracción solar, Santiago

Fracción solar	85%	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	1.531	1.770	2.871	4.477	6.822	9.175
Febrero	1.244	1.489	2.574	4.104	6.365	8.567
Marzo	1.471	2.330	4.088	6.175	8.433	10.698
Abril	5.053	7.397	9.547	11.518	12.891	14.474
Mayo	9.562	12.470	14.520	16.114	17.153	18.343
Junio	12.347	14.918	16.441	17.623	18.335	19.214
Julio	12.444	15.088	16.633	17.835	18.546	19.449
Agosto	6.792	9.729	11.936	13.685	14.788	16.078
Septiembre	3.696	6.196	8.274	10.182	11.561	13.138
Octubre	3.574	5.129	6.874	8.592	10.426	12.315
Noviembre	1.260	1.666	2.931	4.524	6.877	9.133
Diciembre	1.315	1.873	3.215	4.923	7.402	9.802
Total	60.290	80.054	99.904	119.750	139.598	160.386

La tabla de las energías mensuales generadas, extraídas del sistema auxiliar y requeridas por el proceso para para los distintos meses para las fracciones solares de 85% y 60% se muestra a continuación:

Tabla 8-23: Resultados energéticos mensuales en kWh para fracciones solares de 85% y 60%, Santiago

	Energía Auxiliar		Energía Generada		Energía Requerida
	85%	60%	85%	60%	
Enero	1.531	9.175	33.786	26.143	35.318
Febrero	1.244	8.567	31.005	23.683	32.249
Marzo	1.471	10.698	33.897	24.669	35.368
Abril	5.053	14.474	28.502	19.081	33.555
Mayo	9.562	18.343	24.245	15.465	33.808
Junio	12.347	19.214	19.592	12.725	31.939
Julio	12.444	19.449	20.036	13.032	32.480
Agosto	6.792	16.078	25.586	16.299	32.377
Septiembre	3.696	13.138	27.975	18.533	31.671
Octubre	3.574	12.315	29.857	21.116	33.431
Noviembre	1.260	9.133	31.932	24.058	33.192
Diciembre	1.315	9.802	33.781	25.294	35.095
Total	60.290	160.386	340.193	240.097	400.483

8.2.3.2 Concepción

Los resultados de la energía generada por el sistema solar para cada fracción solar y para cada mes para la ciudad de Concepción se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-24: Energía ahorrada mensual en kWh por fracción solar, Concepción

Fracción solar	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	32.803	32.450	31.014	29.191	26.815
Febrero	30.053	29.396	27.925	26.234	24.004
Marzo	32.978	31.174	28.905	26.657	24.381
Abril	28.011	25.165	22.934	20.961	19.302
Mayo	18.975	16.827	15.476	14.300	13.320
Junio	15.848	14.131	13.055	12.120	11.324
Julio	18.246	16.204	14.921	13.794	12.861
Agosto	22.083	19.612	17.989	16.538	15.351
Septiembre	27.342	25.126	23.133	21.263	19.552
Octubre	29.868	28.310	26.596	24.785	22.759
Noviembre	31.009	29.837	28.116	26.281	24.034
Diciembre	33.178	32.329	30.672	28.793	26.337
Total	320.391	300.560	280.736	260.917	240.041

Los resultados de la energía mensual extraída del sistema auxiliar para complementar la energía generada por el sistema solar para cada mes y para cada fracción solar se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-25: Energía auxiliar mensual en kWh por fracción solar, Concepción

Fracción solar	80%	75%	70%	65%	60%
Enero	1.658	2.011	3.447	5.270	7.646
Febrero	1.422	2.079	3.550	5.241	7.471
Marzo	1.718	3.523	5.791	8.039	10.315
Abril	5.241	8.086	10.317	12.291	13.950
Mayo	14.953	17.101	18.452	19.627	20.608
Junio	16.588	18.304	19.380	20.316	21.111
Julio	14.992	17.034	18.316	19.443	20.377
Agosto	11.083	13.553	15.177	16.628	17.815
Septiembre	4.906	7.121	9.115	10.985	12.695
Octubre	3.796	5.354	7.068	8.879	10.905
Noviembre	1.988	3.161	4.881	6.716	8.963
Diciembre	1.328	2.176	3.834	5.713	8.168
Total	79.673,2	99.504,2	119.328,2	139.147,2	160.023,2

8.3 Anexos resultados de escenario de energía requerida

8.3.1 Resultados térmicos

8.3.1.1 Santiago

Los resultados de las temperaturas promedio al interior del tanque para distintos requerimientos energéticos y en cada mes para la ciudad de Santiago se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 8-26: Temperatura promedio mensual al interior del tanque en °C por energía requerida, Santiago

Estación	Mes	Temperatura promedio °C					
		200MWh	400MWh	600MWh	800MWh	1000MWh	1200MWh
Verano	Enero	76,8	76,6	76,4	76,4	76,4	76,4
	Febrero	76,7	76,5	76,3	76,3	76,3	76,3
	Marzo	71,2	71,0	70,8	70,8	70,8	70,8
Otoño	Abril	57,3	57,1	56,9	56,9	56,9	56,9
	Mayo	47,3	47,2	47,1	47,1	47,2	47,2
	Junio	43,5	43,4	43,3	43,3	43,3	43,3
Invierno	Julio	44,7	44,6	44,5	44,5	44,5	44,5
	Agosto	53,6	53,5	53,4	53,4	53,4	53,4
	Septiembre	60,0	59,9	59,7	59,8	59,7	59,7
Primavera	Octubre	64,1	64,0	63,9	63,9	64,0	64,0
	Noviembre	73,9	73,7	73,7	73,6	73,7	73,8
	Diciembre	74,2	74,0	73,9	73,9	74,0	74,0

8.3.1.2 Concepción

Los resultados de las temperaturas promedio al interior del tanque para distintos requerimientos energéticos y en cada mes para la ciudad de Concepción se pueden observar en la tabla a continuación:

Tabla 8-27: Temperatura promedio mensual al interior del tanque en °C por energía requerida, Concepción

Estación	Mes	Temperatura promedio °C					
		200MWh	400MWh	600MWh	800MWh	1000MWh	1200MWh
Verano	Enero	80,3	80,1	80,0	79,9	79,8	79,8
	Febrero	79,5	79,3	79,2	79,2	79,1	79,0
	Marzo	72,2	72,0	71,8	71,9	71,8	71,7
Otoño	Abril	60,6	60,5	60,3	60,3	60,2	60,2
	Mayo	42,7	42,6	42,4	42,5	42,5	42,4
	Junio	39,7	39,6	39,5	39,5	39,5	39,4
Invierno	Julio	43,4	43,3	43,2	43,3	43,2	43,2
	Agosto	50,6	50,6	50,5	50,5	50,4	50,3
	Septiembre	63,3	63,1	62,9	63,0	62,9	62,9
Primavera	Octubre	68,3	68,1	67,8	68,0	68,0	67,9
	Noviembre	73,6	73,4	73,0	73,3	73,2	73,2
	Diciembre	77,8	77,6	77,3	77,4	77,4	77,3

8.3.2 Resultados de radiación incidente y calor transmitido

8.3.2.1 Santiago

Los resultados de la radiación mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada requerimiento energético para la ciudad de Santiago se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-28: Radiación incidente mensual en kWh por energía requerida, Santiago

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	27.693	54.431	80.214	106.952	132.735	158.518
Febrero	24.396	47.951	70.665	94.220	116.934	139.648
Marzo	23.055	45.316	66.781	89.042	110.507	131.972
Abril	16.403	32.240	47.511	63.348	78.620	93.891
Mayo	11.870	23.331	34.382	45.843	56.895	67.946
Junio	9.584	18.838	27.761	37.014	45.937	54.861
Julio	9.882	19.422	28.622	38.163	47.363	56.563
Agosto	13.695	26.918	39.668	52.891	65.641	78.391
Septiembre	16.412	32.258	47.538	63.383	78.663	93.943
Octubre	20.212	39.727	58.545	78.060	96.879	115.697
Noviembre	25.000	49.138	72.413	96.551	119.827	143.103
Diciembre	25.912	50.930	75.054	100.073	124.197	148.322
Total	224.113	440.498	649.155	865.540	1.074.197	1.282.854

Los resultados de la transmisión de calor al tanque de almacenamiento solar mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada fracción solar se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-29: Calor transmitida al tanque en kWh por energía requerida, Santiago

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	14.700	28.995	43.446	57.454	72.114	86.535
Febrero	12.903	25.446	38.122	50.422	63.261	75.887
Marzo	12.889	25.392	37.799	50.170	62.669	75.046
Abril	9.507	18.705	27.629	36.815	45.766	54.707
Mayo	6.846	13.465	19.873	26.485	32.915	39.340
Junio	5.497	10.811	15.958	21.265	26.431	31.591
Julio	5.563	10.940	16.151	21.519	26.749	31.973
Agosto	7.725	15.193	22.426	29.882	37.142	44.393
Septiembre	9.290	18.275	26.997	35.966	44.716	53.450
Octubre	11.074	21.818	32.492	43.116	53.890	64.568
Noviembre	13.096	25.827	38.675	51.169	64.181	76.999
Diciembre	13.805	27.222	40.760	53.931	67.644	81.131
Total	122.895	242.089	360.329	478.193	597.479	715.620

8.3.2.2 Concepción

Los resultados de la radiación mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada requerimiento energético para la ciudad de concepción se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-30: Radiación incidente mensual en kWh por energía requerida, Concepción

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	30.536	60.173	89.810	118.550	147.289	176.029
Febrero	26.931	53.070	79.210	104.557	129.904	155.251
Marzo	24.347	47.978	71.609	94.524	117.439	140.353
Abril	18.009	35.487	52.966	69.916	86.865	103.814
Mayo	10.620	20.927	31.234	41.229	51.224	61.218
Junio	8.695	17.135	25.575	33.759	41.943	50.127
Julio	10.514	20.719	30.924	40.820	50.715	60.611
Agosto	13.573	26.746	39.920	52.694	65.469	78.243
Septiembre	19.284	38.001	56.718	74.868	93.018	111.168
Octubre	24.200	47.687	71.175	93.951	116.727	139.504
Noviembre	25.867	50.974	76.080	100.426	124.771	149.117
Diciembre	29.381	57.897	86.414	114.067	141.719	169.372
Total	241.956	476.796	711.635	939.359	1.167.082	1.394.806

Los resultados de la transmisión de calor al tanque de almacenamiento solar mensual recibida por el conjunto de colectores solares térmicos para cada fracción solar se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-31: Calor transmitido al tanque en kWh por energía requerida, Concepción

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	14.970	29.368	43.136	58.028	72.311	86.585
Febrero	13.078	25.669	37.768	50.709	63.183	75.628
Marzo	13.025	25.609	37.870	50.554	62.925	75.286
Abril	9.889	19.482	29.025	38.422	47.776	57.125
Mayo	5.924	11.679	17.427	23.026	28.623	34.218
Junio	4.823	9.507	14.185	18.744	23.299	27.853
Julio	5.776	11.385	16.984	22.445	27.899	33.353
Agosto	7.390	14.564	21.721	28.714	35.694	42.673

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Septiembre	10.244	20.163	29.912	39.781	49.478	59.180
Octubre	12.269	24.099	35.514	47.592	59.284	70.939
Noviembre	12.775	25.090	37.008	49.562	61.736	73.890
Diciembre	14.328	28.111	41.361	55.548	69.230	82.893
Total	124.493	244.725	361.911	483.125	601.438	719.624

8.3.3 Resultados energéticos

Las distintas energías requeridas para cada mes del año para las distintas energías requeridas anualmente para la ciudad de Santiago se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-32: Energía requerida mensual en MWh por energía requerida para ambas ciudades

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
200MWh	17,7	16,1	17,7	16,8	16,9	16,0	16,2	16,2	15,8	16,7	16,6	17,6
400 MWh	35,3	32,2	35,4	33,6	33,8	31,9	32,5	32,4	31,7	33,4	33,2	35,1
600 MWh	53,0	48,4	53,0	50,3	50,7	47,9	48,7	48,6	47,5	50,1	49,8	52,6
800 MWh	70,6	64,5	70,7	67,1	67,6	63,9	64,9	64,7	63,3	66,8	66,4	70,2
1.000 MWh	88,3	80,6	88,4	83,9	84,5	79,8	81,2	80,9	79,1	83,5	82,9	87,7
1.200 MWh	105,9	96,7	106,1	100,6	101,4	95,8	97,4	97,1	95,0	100,2	99,5	105,2

8.3.3.1 Santiago

Los resultados de la energía generada por el sistema solar para cada requerimiento energético y para cada mes se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-33: Energía ahorrada mensual en kWh por energía requerida, Santiago

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	15.457	30.883	46.527	61.832	77.582	93.183
Febrero	14.098	28.186	42.503	56.478	70.891	85.216
Marzo	14.602	29.182	43.758	58.331	72.922	87.497
Abril	10.987	21.943	32.690	43.733	54.407	65.176
Mayo	8.806	17.604	26.284	35.138	43.759	52.453
Junio	7.105	14.219	21.236	28.407	35.349	42.372
Julio	7.266	14.545	21.716	29.058	36.151	43.330
Agosto	9.298	18.594	27.738	37.110	46.191	55.359
Septiembre	10.704	21.389	31.873	42.652	53.060	63.564
Octubre	12.411	24.810	37.221	49.609	62.023	74.423
Noviembre	14.369	28.731	43.291	57.557	72.196	86.716
Diciembre	15.133	30.252	45.584	60.589	76.027	91.329
Total	140.233,5	280.338,1	420.421,3	560.493,4	700.558,3	840.617,4

Los resultados de la energía mensual extraída del sistema auxiliar para complementar la energía generada por el sistema solar para cada mes y para cada energía requerida se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-34: Energía auxiliar mensual en kWh por energía requerida, Santiago

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	2.209	4.435	6.441	8.784	10.682	12.728
Febrero	2.033	4.064	5.863	8.004	9.706	11.496
Marzo	3.089	6.185	9.285	12.386	15.468	18.566
Abril	5.798	11.612	17.634	23.358	29.450	35.446
Mayo	8.106	16.204	24.417	32.455	40.725	48.921
Junio	8.873	17.720	26.661	35.448	44.462	53.394
Julio	8.983	17.935	26.992	35.876	45.009	54.054
Agosto	6.900	13.783	20.816	27.619	34.711	41.717
Septiembre	5.140	10.282	15.622	20.666	26.079	31.396
Octubre	4.312	8.621	12.914	17.229	21.517	25.818
Noviembre	2.234	4.461	6.487	8.805	10.751	12.814
Diciembre	2.422	4.844	7.049	9.582	11.680	13.914
Total	60.100,1	120.144,9	180.180,6	240.211,5	300.239,3	360.264,6

8.3.3.2 Concepción

Los resultados de la energía generada por el sistema solar para cada requerimiento energético y para cada mes se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-35: Energía ahorrada mensual en kWh por energía requerida, Concepción

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	15.543	31.033	46.400	62.075	77.621	93.138
Febrero	14.003	27.960	41.757	55.944	69.984	84.000
Marzo	14.464	28.884	43.273	57.755	72.196	86.619
Abril	11.398	22.814	34.420	45.595	56.956	68.294
Mayo	7.659	15.346	23.234	30.707	38.387	46.038
Junio	6.449	12.928	19.596	25.892	32.384	38.848
Julio	7.375	14.786	22.408	29.600	37.008	44.387
Agosto	8.899	17.840	27.023	35.686	44.590	53.469
Septiembre	11.520	23.046	34.682	46.083	57.593	69.072
Octubre	13.302	26.569	39.813	53.138	66.452	79.738
Noviembre	14.081	28.114	42.073	56.244	70.349	84.431
Diciembre	15.393	30.724	45.884	61.476	76.885	92.284
Total	140.086	280.045	420.561	560.197	700.406	840.319

Los resultados de la energía mensual extraída del sistema auxiliar para complementar la energía generada por el sistema solar para cada mes y para cada energía requerida se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 8-36: Energía auxiliar mensual en kWh por energía requerida, Concepción

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Enero	1.695	3.427	5.356	6.862	8.572	10.273
Febrero	1.740	3.515	5.512	7.021	8.740	10.451
Marzo	2.891	5.812	8.834	11.653	14.585	17.497
Abril	5.235	10.438	15.517	20.922	26.209	31.485
Mayo	9.312	18.582	27.717	37.161	46.467	55.767

Energía requerida en MWh	200	400	600	800	1000	1200
Junio	9.777	19.508	29.113	38.990	48.736	58.476
Julio	9.252	18.451	27.506	36.885	46.117	55.342
Agosto	7.693	15.326	22.782	30.656	38.355	46.045
Septiembre	4.612	9.201	13.745	18.422	23.056	27.687
Octubre	3.538	7.095	10.742	14.201	17.741	21.274
Noviembre	2.425	4.883	7.481	9.763	12.178	14.582
Diciembre	1.867	3.782	5.936	7.549	9.417	11.258
Total	60.037	120.019	180.241	240.084	300.174	360.137

9 ANEXOS: RESULTADOS ECONÓMICOS

9.1 Anexos resultados escenario de horario de despacho

9.1.1 Santiago

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de instalación, la inversión propia y el financiamiento crediticio por horario de despacho para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-1: Detalle de costo de instalación, inversión y financiamiento por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
8am	\$ 163.170	\$ 194.172	\$ 48.543	\$ 145.629
9am	\$ 157.125	\$ 186.979	\$ 46.745	\$ 140.234
10am	\$ 153.960	\$ 183.212	\$ 45.803	\$ 137.409
11am	\$ 152.520	\$ 181.499	\$ 45.375	\$ 136.124
12pm	\$ 152.340	\$ 181.285	\$ 45.321	\$ 135.963
13pm	\$ 153.420	\$ 182.570	\$ 45.642	\$ 136.927
14pm	\$ 156.945	\$ 186.765	\$ 46.691	\$ 140.073

En la tabla a continuación se muestra el detalle del financiamiento crediticio, la cuota anual del crédito y los intereses totales pagados por horario de despacho para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-2: Detalle de Financiamiento, cuota crediticia e intereses por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
8am	\$ 145.629	\$ 13.217	\$ 118.706
9am	\$ 140.234	\$ 12.727	\$ 114.309
10am	\$ 137.409	\$ 12.471	\$ 112.006
11am	\$ 136.124	\$ 12.354	\$ 110.959
12pm	\$ 135.963	\$ 12.340	\$ 110.828
13pm	\$ 136.927	\$ 12.427	\$ 111.613
14pm	\$ 140.073	\$ 12.713	\$ 114.178

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los gastos por horario de despacho para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-3: Detalle de gastos por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	Gastos variables totales	Gastos totales	Gasto medio anual
8am	\$ 182.296	\$ 446.632	\$ 17.865
9am	\$ 182.296	\$ 436.839	\$ 17.474
10am	\$ 182.296	\$ 431.712	\$ 17.268
11am	\$ 182.296	\$ 429.379	\$ 17.175
12pm	\$ 182.296	\$ 429.087	\$ 17.163
13pm	\$ 182.296	\$ 430.837	\$ 17.233
14pm	\$ 182.296	\$ 436.547	\$ 17.462

En la tabla a continuación se muestra el detalle de ingresos y beneficios por combustible por horario de despacho.

Tabla 9-4: Gastos, ingresos y beneficios totales según horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	Gastos totales	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
8am	\$ 446.632	\$ 954.691	\$ 716.018	\$ 508.059	\$ 269.386
9am	\$ 436.839	\$ 954.691	\$ 716.018	\$ 517.852	\$ 279.179
10am	\$ 431.712	\$ 954.766	\$ 716.074	\$ 523.054	\$ 284.363
11am	\$ 429.379	\$ 954.800	\$ 716.100	\$ 525.421	\$ 286.721
12pm	\$ 429.087	\$ 954.780	\$ 716.085	\$ 525.692	\$ 286.997
13pm	\$ 430.837	\$ 954.667	\$ 716.000	\$ 523.830	\$ 285.163
14pm	\$ 436.547	\$ 954.677	\$ 716.008	\$ 518.130	\$ 279.461

En la tabla a continuación se muestra el detalle de la rentabilidad y los años de retorno por combustible por horario de despacho.

Tabla 9-5: Rentabilidad y años de retorno según horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	Rentabilidad diesel	Rentabilidad gas natural	Retorno años diesel	Retorno años gas natural
8am	41,86%	22,20%	6,6	9,3
9am	44,31%	23,89%	6,4	8,9
10am	45,68%	24,83%	6,3	8,8
11am	46,32%	25,28%	6,2	8,7
12pm	46,40%	25,33%	6,2	8,7
13pm	45,91%	24,99%	6,3	8,8
14pm	44,39%	23,94%	6,4	8,9

En la tabla a continuación se muestra el detalle del VAN y del TIR del proyecto por tipo de combustible por horario de despacho para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-6: VAN y TIR según horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	VAN diesel	VAN gas natural	TIR diesel	TIR gas natural
8am	\$ 90.363	\$ 13.112	25,07%	12,15%
9am	\$ 96.329	\$ 19.078	26,75%	13,25%
10am	\$ 99.477	\$ 22.220	27,69%	13,86%
11am	\$ 100.909	\$ 23.650	28,13%	14,15%
12pm	\$ 101.080	\$ 23.822	28,19%	14,19%
13pm	\$ 99.978	\$ 22.729	27,85%	13,96%
14pm	\$ 96.502	\$ 19.253	26,80%	13,28%

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por horario de despacho.

Tabla 9-7: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
8am	\$ 218.639	3.182.721	2.449.129	\$ 0,071	\$ 0,092
9am	\$ 212.673	3.182.721	2.449.129	\$ 0,069	\$ 0,089
10am	\$ 209.550	3.182.971	2.449.321	\$ 0,068	\$ 0,088

Horario de despacho	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
11am	\$ 208.129	3.183.085	2.449.409	\$ 0,067	\$ 0,088
12pm	\$ 207.951	3.183.016	2.449.356	\$ 0,067	\$ 0,087
13pm	\$ 209.017	3.182.641	2.449.068	\$ 0,068	\$ 0,088
14pm	\$ 212.496	3.182.675	2.449.094	\$ 0,069	\$ 0,089

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN y del ahorro económico por combustible por horario de despacho para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-8: CEN y ahorro económico según horario de despacho, Santiago

Horario de despacho	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
8am	\$ 0,0708	\$ 0,1000	29,24%	\$ 0,0750	5,66%
9am	\$ 0,0688	\$ 0,1000	31,17%	\$ 0,0750	8,23%
10am	\$ 0,0678	\$ 0,1000	32,19%	\$ 0,0750	9,59%
11am	\$ 0,0673	\$ 0,1000	32,65%	\$ 0,0750	10,20%
12pm	\$ 0,0673	\$ 0,1000	32,71%	\$ 0,0750	10,28%
13pm	\$ 0,0676	\$ 0,1000	32,36%	\$ 0,0750	9,81%
14pm	\$ 0,0688	\$ 0,1000	31,23%	\$ 0,0750	8,31%

9.1.2 Concepción

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de instalación, la inversión propia y el financiamiento crediticio por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-9: Detalle de costo de instalación, inversión y financiamiento por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
8am	\$ 193.575	\$ 230.354	\$ 57.589	\$ 172.766
9am	\$ 185.625	\$ 220.894	\$ 55.223	\$ 165.670
10am	\$ 183.000	\$ 217.770	\$ 54.443	\$ 163.328
11am	\$ 178.320	\$ 212.201	\$ 53.050	\$ 159.151
12pm	\$ 177.375	\$ 211.076	\$ 52.769	\$ 158.307
13pm	\$ 178.590	\$ 212.522	\$ 53.131	\$ 159.392
14pm	\$ 182.475	\$ 217.145	\$ 54.286	\$ 162.859

En la tabla a continuación se muestra el detalle del financiamiento crediticio, la cuota anual del crédito y los intereses totales pagados por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-10: Detalle de Financiamiento, cuota crediticia e intereses por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
8am	\$ 172.766	\$ 15.680	\$ 140.826
9am	\$ 165.670	\$ 15.036	\$ 135.042
10am	\$ 163.328	\$ 14.823	\$ 133.133
11am	\$ 159.151	\$ 14.444	\$ 129.728
12pm	\$ 158.307	\$ 14.367	\$ 129.041

Horario de despacho	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
13pm	\$ 159.392	\$ 14.466	\$ 129.925
14pm	\$ 162.859	\$ 14.780	\$ 132.751

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los gastos por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-11: Detalle de gastos por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Gastos variables totales	Gastos totales	Gasto medio anual
8am	\$ 182.296	\$ 495.888	\$ 19.836
9am	\$ 182.296	\$ 483.009	\$ 19.320
10am	\$ 182.296	\$ 478.757	\$ 19.150
11am	\$ 182.296	\$ 471.175	\$ 18.847
12pm	\$ 182.296	\$ 469.644	\$ 18.786
13pm	\$ 182.296	\$ 471.612	\$ 18.864
14pm	\$ 182.296	\$ 477.906	\$ 19.116

En la tabla a continuación se muestra el detalle de ingresos y beneficios del proyecto por tipo de combustible por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-12: Gastos, ingresos y beneficios totales según horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Gastos totales	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
8am	\$ 495.888	\$ 954.698	\$ 716.023	\$ 458.810	\$ 220.135
9am	\$ 483.009	\$ 954.773	\$ 716.080	\$ 471.764	\$ 233.070
10am	\$ 478.757	\$ 954.776	\$ 716.082	\$ 476.020	\$ 237.326
11am	\$ 471.175	\$ 954.616	\$ 715.962	\$ 483.441	\$ 244.787
12pm	\$ 469.644	\$ 954.786	\$ 716.090	\$ 485.142	\$ 246.446
13pm	\$ 471.612	\$ 954.705	\$ 716.028	\$ 483.092	\$ 244.416
14pm	\$ 477.906	\$ 954.623	\$ 715.967	\$ 476.717	\$ 238.061

En la tabla a continuación se muestra el detalle de la rentabilidad y los años de retorno del proyecto por tipo de combustible por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-13: Rentabilidad y años de retorno según horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Rentabilidad diesel	Rentabilidad gas natural	Retorno años diesel	Retorno años gas natural
8am	31,87%	15,29%	7,8	10,8
9am	34,17%	16,88%	7,5	10,4
10am	34,97%	17,44%	7,4	10,3
11am	36,45%	18,46%	7,2	10,0
12pm	36,77%	18,68%	7,2	10,0
13pm	36,37%	18,40%	7,2	10,0
14pm	35,13%	17,54%	7,4	10,2

En la tabla a continuación se muestra el detalle del VAN y TIR del proyecto por tipo de combustible por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-14: VAN y TIR según horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	VAN diesel	VAN gas natural	TIR diesel	TIR gas natural
8am	\$ 60.358	-\$ 16.893	18,36%	7,67%
9am	\$ 68.228	-\$ 9.029	19,88%	8,71%
10am	\$ 70.820	-\$ 6.437	20,42%	9,07%
11am	\$ 75.387	-\$ 1.857	21,41%	9,73%
12pm	\$ 76.375	-\$ 883	21,62%	9,87%
13pm	\$ 75.149	-\$ 2.102	21,35%	9,69%
14pm	\$ 71.289	-\$ 5.956	20,52%	9,13%

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN del proyecto por tipo de combustible por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-15: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
8am	\$ 248.646	3.182.744	2.449.147	\$ 0,080	\$ 0,105
9am	\$ 240.800	3.182.994	2.449.339	\$ 0,078	\$ 0,101
10am	\$ 238.210	3.183.005	2.449.348	\$ 0,077	\$ 0,100
11am	\$ 233.591	3.182.471	2.448.937	\$ 0,076	\$ 0,098
12pm	\$ 232.658	3.183.039	2.449.374	\$ 0,075	\$ 0,098
13pm	\$ 233.857	3.182.766	2.449.164	\$ 0,076	\$ 0,098
14pm	\$ 237.691	3.182.494	2.448.954	\$ 0,077	\$ 0,100

En la tabla a continuación se muestran los resultados para el CEN y al ahorro económico del proyecto por tipo de combustible por horario de despacho para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-16: CEN y ahorro económico según horario de despacho, Concepción

Horario de despacho	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
8am	\$ 0,0805	\$ 0,1000	19,53%	\$ 0,0750	-7,29%
9am	\$ 0,0779	\$ 0,1000	22,08%	\$ 0,0750	-3,90%
10am	\$ 0,0771	\$ 0,1000	22,92%	\$ 0,0750	-2,78%
11am	\$ 0,0756	\$ 0,1000	24,40%	\$ 0,0750	-0,80%
12pm	\$ 0,0753	\$ 0,1000	24,71%	\$ 0,0750	-0,38%
13pm	\$ 0,0757	\$ 0,1000	24,32%	\$ 0,0750	-0,91%
14pm	\$ 0,0769	\$ 0,1000	23,07%	\$ 0,0750	-2,57%

9.2 Anexos de resultados escenario de fracción solar

9.2.1 Santiago

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de instalación, la inversión propia y el financiamiento crediticio del proyecto por fracción solar para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-17: Detalle de costo de instalación, inversión y financiamiento por fracción solar, Santiago

Fracción solar	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
85%	\$ 258.000	\$ 307.020	\$ 76.755	\$ 230.265

Fracción solar	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
80%	\$ 205.890	\$ 245.009	\$ 61.252	\$ 183.757
75%	\$ 175.290	\$ 208.595	\$ 52.149	\$ 156.446
70%	\$ 152.340	\$ 181.285	\$ 45.321	\$ 135.963
65%	\$ 134.835	\$ 160.454	\$ 40.113	\$ 120.340
60%	\$ 118.838	\$ 141.417	\$ 35.354	\$ 106.062

En la tabla a continuación se muestra el detalle del financiamiento crediticio, la cuota anual del crédito y los intereses totales pagados por el proyecto por fracción solar para la ciudad de Santiago

Tabla 9-18: Detalle de Financiamiento, cuota crediticia e intereses por fracción solar, Santiago

Fracción solar	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
85%	\$ 230.265	\$ 20.898	\$ 187.695
80%	\$ 183.757	\$ 16.677	\$ 149.785
75%	\$ 156.446	\$ 14.199	\$ 127.524
70%	\$ 135.963	\$ 12.340	\$ 110.828
65%	\$ 120.340	\$ 10.922	\$ 98.093
60%	\$ 106.062	\$ 9.626	\$ 86.454

En la siguiente tabla se muestra el detalle de gastos del proyecto por fracción solar para ciudad de Santiago.

Tabla 9-19: Detalle de gastos por fracción solar, Santiago

Fracción solar	Gastos variables totales	Gastos totales	Gasto medio anual
85%	\$ 182.296	\$ 600.257	\$ 24.010
80%	\$ 182.296	\$ 515.838	\$ 20.634
75%	\$ 182.296	\$ 466.266	\$ 18.651
70%	\$ 182.296	\$ 429.087	\$ 17.163
65%	\$ 182.296	\$ 400.729	\$ 16.029
60%	\$ 182.296	\$ 374.813	\$ 14.993

En la tabla a continuación se muestra el detalle de ingresos y beneficios del proyecto por tipo de combustibles por fracción solar para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-20: Gastos, ingresos y beneficios totales según fracción solar, Santiago

Fracción solar	Total gastos	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
85%	\$ 600.257	\$ 1.159.199	\$ 869.399	\$ 558.942	\$ 269.142
80%	\$ 515.838	\$ 1.091.244	\$ 818.433	\$ 575.406	\$ 302.595
75%	\$ 466.266	\$ 1.023.003	\$ 767.253	\$ 556.737	\$ 300.986
70%	\$ 429.087	\$ 954.780	\$ 716.085	\$ 525.692	\$ 286.997
65%	\$ 400.729	\$ 886.549	\$ 664.912	\$ 485.820	\$ 264.182
60%	\$ 374.813	\$ 818.513	\$ 613.884	\$ 443.699	\$ 239.071

En la tabla a continuación se muestra el detalle de la rentabilidad y los años de retorno por tipo de combustible según fracción solar para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-21: Rentabilidad y años de retorno según fracción solar, Santiago

Fracción solar	Rentabilidad diesel	Rentabilidad gas natural	Retorno años diesel	Retorno años gas natural
85%	29,13%	14,03%	8,2	11,1
80%	37,58%	19,76%	7,1	9,8
75%	42,70%	23,09%	6,6	9,1
70%	46,40%	25,33%	6,2	8,7
65%	48,44%	26,34%	6,0	8,5
60%	50,20%	27,05%	5,9	8,4

En la siguiente tabla se muestra el detalle del VAN y TIR del proyecto por tipo de combustible por fracción solar para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-22: VAN y TIR según fracción solar, Santiago

Fracción solar	VAN diesel	VAN gas natural	TIR diesel	TIR gas natural
85%	\$ 62.967	-\$ 30.832	16,50%	6,82%
80%	\$ 92.400	\$ 4.100	22,10%	10,53%
75%	\$ 100.512	\$ 17.734	25,61%	12,70%
70%	\$ 101.080	\$ 23.822	28,19%	14,19%
65%	\$ 96.272	\$ 24.535	29,66%	14,88%
60%	\$ 90.039	\$ 23.807	30,95%	15,40%

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN del proyecto por fracción solar para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-23: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por fracción solar, Santiago

Fracción solar	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
85%	\$ 312.228	3.864.504	2.973.766	\$ 0,083	\$ 0,108
80%	\$ 260.800	3.637.959	2.799.438	\$ 0,074	\$ 0,096
75%	\$ 230.600	3.410.459	2.624.375	\$ 0,070	\$ 0,091
70%	\$ 207.951	3.183.016	2.449.356	\$ 0,067	\$ 0,087
65%	\$ 190.675	2.955.551	2.274.320	\$ 0,066	\$ 0,086
60%	\$ 174.887	2.728.733	2.099.782	\$ 0,066	\$ 0,086

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN y el ahorro económico por fracción solar para la ciudad de Santiago

Tabla 9-24: CEN y ahorro económico según fracción solar, Santiago

Fracción solar	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
85%	\$ 0,083	\$ 0,100	16,8%	\$ 0,075	-11,0%
80%	\$ 0,074	\$ 0,100	26,2%	\$ 0,075	1,5%
75%	\$ 0,070	\$ 0,100	30,4%	\$ 0,075	7,1%
70%	\$ 0,067	\$ 0,100	32,7%	\$ 0,075	10,3%
65%	\$ 0,066	\$ 0,100	33,6%	\$ 0,075	11,4%
60%	\$ 0,066	\$ 0,100	34,0%	\$ 0,075	12,0%

9.2.2 Concepción

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de instalación, la inversión propia y el financiamiento crediticio por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-25: Detalle de costo de instalación, inversión y financiamiento por fracción solar, Concepción

Fracción solar	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
80%	\$ 253.950	\$ 302.201	\$ 75.550	\$ 226.650
75%	\$ 206.880	\$ 246.187	\$ 61.547	\$ 184.640
70%	\$ 177.375	\$ 211.076	\$ 52.769	\$ 158.307
65%	\$ 154.380	\$ 183.712	\$ 45.928	\$ 137.784
60%	\$ 134.813	\$ 160.427	\$ 40.107	\$ 120.320

En la tabla a continuación se muestra el detalle del financiamiento crediticio, la cuota anual del crédito y los intereses totales pagados del proyecto por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-26: Detalle de Financiamiento, cuota crediticia e intereses por fracción solar, Concepción

Fracción solar	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
80%	\$ 226.650	\$ 20.570	\$ 184.749
75%	\$ 184.640	\$ 16.757	\$ 150.506
70%	\$ 158.307	\$ 14.367	\$ 129.041
65%	\$ 137.784	\$ 12.505	\$ 112.312
60%	\$ 120.320	\$ 10.920	\$ 98.076

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los gastos del proyecto por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-27: Detalle de gastos por fracción solar, Concepción

Fracción solar	Gastos variables totales	Gastos totales	Gasto medio anual
80%	\$ 182.296	\$ 593.696	\$ 23.748
75%	\$ 182.296	\$ 517.442	\$ 20.698
70%	\$ 182.296	\$ 469.644	\$ 18.786
65%	\$ 182.296	\$ 432.392	\$ 17.296
60%	\$ 182.296	\$ 400.693	\$ 16.028

A continuación se muestra el detalle de ingresos y beneficios del proyecto por tipo de combustible para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-28: Gastos, ingresos y beneficios totales según fracción solar, Concepción

Fracción solar	Total gastos	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
80%	\$ 593.696	\$ 1.091.118	\$ 818.339	\$ 497.423	\$ 224.643
75%	\$ 517.442	\$ 1.022.942	\$ 767.207	\$ 505.500	\$ 249.764
70%	\$ 469.644	\$ 954.786	\$ 716.090	\$ 485.142	\$ 246.446
65%	\$ 432.392	\$ 886.655	\$ 664.991	\$ 454.262	\$ 232.599
60%	\$ 400.693	\$ 818.332	\$ 613.749	\$ 417.639	\$ 213.056

A continuación se muestra el detalle de la rentabilidad y los años de retorno de capital del proyecto por tipo de combustible por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-29: Rentabilidad y años de retorno según fracción solar, Concepción

Fracción solar	Rentabilidad diesel	Rentabilidad gas natural	Retorno años diesel	Retorno años gas natural
80%	26,34%	11,89%	8,6	11,8
75%	32,85%	16,23%	7,6	10,6
70%	36,77%	18,68%	7,2	10,0
65%	39,56%	20,26%	6,9	9,6
60%	41,65%	21,25%	6,6	9,4

A continuación se muestra el VAN y el TIR del proyecto por tipo de combustible por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-30: VAN y TIR según fracción solar, Concepción

Fracción solar	VAN diesel	VAN gas natural	TIR diesel	TIR gas natural
80%	\$ 44.928	-\$ 43.362	14,70%	5,43%
75%	\$ 69.316	-\$ 13.457	18,98%	8,27%
70%	\$ 76.375	-\$ 883	21,62%	9,87%
65%	\$ 77.017	\$ 5.272	23,54%	10,92%
60%	\$ 74.214	\$ 7.998	25,02%	11,59%

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN del proyecto por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-31: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por fracción solar, Concepción

Fracción solar	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
80%	\$ 308.231	3.637.538	2.799.115	\$ 0,087	\$ 0,113
75%	\$ 261.777	3.410.255	2.624.218	\$ 0,079	\$ 0,103
70%	\$ 232.658	3.183.039	2.449.374	\$ 0,075	\$ 0,098
65%	\$ 209.964	2.955.903	2.274.591	\$ 0,073	\$ 0,095
60%	\$ 190.653	2.728.131	2.099.318	\$ 0,072	\$ 0,094

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN y del ahorro económico del proyecto por tipo de combustible por fracción solar para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-32: CEN y ahorro económico según fracción solar, Concepción

Fracción solar	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
80%	\$ 0,087	\$ 0,100	12,7%	\$ 0,075	-16,37%
75%	\$ 0,079	\$ 0,100	20,9%	\$ 0,075	-5,42%
70%	\$ 0,075	\$ 0,100	24,7%	\$ 0,075	-0,38%
65%	\$ 0,073	\$ 0,100	26,8%	\$ 0,075	2,45%
60%	\$ 0,072	\$ 0,100	28,0%	\$ 0,075	4,03%

9.3 Anexos de resultados de escenario de energía requerida

9.3.1 Santiago

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de instalación, la inversión propia y el financiamiento crediticio del proyecto por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-33: Detalle de costo de instalación, inversión y financiamiento por energía requerida, Santiago

Energía necesaria MWh	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
200	\$ 77.550	\$ 92.285	\$ 23.071	\$ 69.213
400	\$ 152.340	\$ 181.285	\$ 45.321	\$ 135.963
600	\$ 226.350	\$ 269.357	\$ 67.339	\$ 202.017
800	\$ 301.500	\$ 358.785	\$ 89.696	\$ 269.089
1.000	\$ 375.150	\$ 446.429	\$ 111.607	\$ 334.821
1.200	\$ 448.800	\$ 534.072	\$ 133.518	\$ 400.554

En la tabla a continuación se muestra el detalle del financiamiento crediticio, la cuota anual del crédito y los intereses totales pagados del proyecto por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-34: Detalle de Financiamiento, cuota crediticia e intereses por energía requerida, Santiago

Energía necesaria MWh	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
200	\$ 69.213	\$ 6.282	\$ 56.418
400	\$ 135.963	\$ 12.340	\$ 110.828
600	\$ 202.017	\$ 18.334	\$ 164.670
800	\$ 269.089	\$ 24.422	\$ 219.342
1.000	\$ 334.821	\$ 30.387	\$ 272.922
1.200	\$ 400.554	\$ 36.353	\$ 326.503

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los gastos del proyecto por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-35: Detalle de gastos por energía requerida, Santiago

Energía necesaria MWh	Gastos variables totales	Gastos totales	Gasto medio anual
200	\$ 182.296	\$ 307.927	\$ 12.317
400	\$ 182.296	\$ 429.087	\$ 17.163
600	\$ 182.296	\$ 548.984	\$ 21.959
800	\$ 182.296	\$ 670.727	\$ 26.829
1.000	\$ 182.296	\$ 790.040	\$ 31.602
1.200	\$ 182.296	\$ 909.353	\$ 36.374

En la tabla a continuación se muestra el detalle de los ingresos y beneficios del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-36: Gastos, ingresos y beneficios totales según energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	Gastos totales	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
200	\$ 307.927	\$ 479.265	\$ 359.449	\$ 171.337	\$ 51.521
400	\$ 429.087	\$ 954.780	\$ 716.085	\$ 525.692	\$ 286.997

Energía requerida MWh	Gastos totales	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
600	\$ 548.984	\$ 1.432.132	\$ 1.074.099	\$ 883.148	\$ 525.115
800	\$ 670.727	\$ 1.911.809	\$ 1.433.857	\$ 1.241.082	\$ 763.130
1.000	\$ 790.040	\$ 2.388.207	\$ 1.791.155	\$ 1.598.167	\$ 1.001.115
1.200	\$ 909.353	\$ 2.864.588	\$ 2.148.441	\$ 1.955.235	\$ 1.239.088

En la tabla a continuación se muestra el detalle de rentabilidad y años de retorno del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-37: Rentabilidad y años de retorno según energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	Rentabilidad diesel	Rentabilidad gas natural	Retorno años diesel	Retorno años gas natural
200	29,71%	8,93%	7,9	12,5
400	46,40%	25,33%	6,2	8,7
600	52,46%	31,19%	5,8	7,9
800	55,35%	34,03%	5,6	7,5
1.000	57,28%	35,88%	5,5	7,3
1.200	58,58%	37,12%	5,4	7,2

En la tabla a continuación se muestra el detalle del VAN y el TIR del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-38: VAN y TIR según energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	VAN diesel	VAN gas natural	TIR diesel	TIR gas natural
200	\$ 20.982	-\$ 17.798	17,39%	3,59%
400	\$ 101.080	\$ 23.822	28,19%	14,19%
600	\$ 182.542	\$ 66.658	32,19%	17,87%
800	\$ 263.631	\$ 108.934	34,10%	19,66%
1.000	\$ 345.139	\$ 151.893	35,39%	20,83%
1.200	\$ 426.642	\$ 194.849	36,26%	21,63%

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN del proyecto por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-39: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por energía requerida, Santiago

Energía necesaria MWh	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
200	\$ 134.140	1.597.759	1.229.488	\$ 0,086	\$ 0,112
400	\$ 207.951	3.183.016	2.449.356	\$ 0,067	\$ 0,087
600	\$ 280.992	4.774.400	3.673.938	\$ 0,061	\$ 0,079
800	\$ 355.159	6.373.534	4.904.485	\$ 0,057	\$ 0,075
1.000	\$ 427.845	7.961.735	6.126.618	\$ 0,055	\$ 0,072
1.200	\$ 500.531	9.549.879	7.348.708	\$ 0,054	\$ 0,070

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN y del ahorro económico del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Santiago.

Tabla 9-40: CEN y ahorro económico según energía requerida, Santiago

Energía requerida MWh	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
200	\$ 0,086	\$ 0,100	13,5%	\$ 0,075	-15,3%
400	\$ 0,067	\$ 0,100	32,7%	\$ 0,075	10,3%
600	\$ 0,061	\$ 0,100	39,4%	\$ 0,075	19,2%
800	\$ 0,057	\$ 0,100	42,6%	\$ 0,075	23,5%
1.000	\$ 0,055	\$ 0,100	44,7%	\$ 0,075	26,2%
1.200	\$ 0,054	\$ 0,100	46,0%	\$ 0,075	28,0%

9.3.2 Concepción

En la tabla a continuación se muestra el detalle del costo de instalación, la inversión propia y el financiamiento crediticio del proyecto por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-41: Detalle de costo de instalación, inversión y financiamiento por energía requerida, Concepción

Energía necesaria MWh	Costo de instalación S/IVA	Costo de instalación C/IVA	Inversión propia C/IVA	Financiamiento C/IVA
200	\$ 90.450	\$ 107.636	\$ 26.909	\$ 80.727
400	\$ 178.050	\$ 211.880	\$ 52.970	\$ 158.910
600	\$ 264.300	\$ 314.517	\$ 78.629	\$ 235.888
800	\$ 351.300	\$ 418.047	\$ 104.512	\$ 313.535
1.000	\$ 436.950	\$ 519.971	\$ 129.993	\$ 389.978
1.200	\$ 522.600	\$ 621.894	\$ 155.474	\$ 466.421

En la tabla a continuación se muestra el detalle del financiamiento crediticio, la cuota anual del crédito y los intereses totales pagados del proyecto por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-42: Detalle de Financiamiento, cuota crediticia e intereses por energía requerida, Concepción

Energía necesaria MWh	Financiamiento	Cuota anual del crédito	Intereses totales
200	\$ 80.727	\$ 7.326	\$ 65.803
400	\$ 158.910	\$ 14.422	\$ 129.532
600	\$ 235.888	\$ 21.408	\$ 192.279
800	\$ 313.535	\$ 28.455	\$ 255.571
1.000	\$ 389.978	\$ 35.393	\$ 317.882
1.200	\$ 466.421	\$ 42.331	\$ 380.192

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los gastos del proyecto por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-43: Detalle de gastos por energía requerida, Concepción

Energía necesaria MWh	Gastos variables totales	Gastos totales	Gasto medio anual
200	\$ 182.296	\$ 328.825	\$ 13.153
400	\$ 182.296	\$ 470.738	\$ 18.830
600	\$ 182.296	\$ 610.463	\$ 24.419
800	\$ 182.296	\$ 751.403	\$ 30.056
1.000	\$ 182.296	\$ 890.156	\$ 35.606
1.200	\$ 182.296	\$ 1.028.909	\$ 41.156

En la tabla a continuación se muestra el detalle de ingresos y beneficios del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-44: Gastos, ingresos y beneficios según energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	Gastos totales	Ingresos diesel	Ingresos gas natural	Beneficio diesel	Beneficio gas natural
200	\$ 328.825	\$ 479.088	\$ 359.316	\$ 150.262	\$ 30.490
400	\$ 470.738	\$ 957.026	\$ 717.770	\$ 486.289	\$ 247.032
600	\$ 610.463	\$ 1.433.605	\$ 1.075.204	\$ 823.142	\$ 464.741
800	\$ 751.403	\$ 1.912.021	\$ 1.434.015	\$ 1.160.618	\$ 682.613
1.000	\$ 890.156	\$ 2.388.388	\$ 1.791.291	\$ 1.498.232	\$ 901.135
1.200	\$ 1.028.909	\$ 2.863.858	\$ 2.147.894	\$ 1.834.949	\$ 1.118.984

En la tabla a continuación se muestra el detalle de la rentabilidad y los años de retorno de capital del proyecto por tipo de combustible para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-45: Rentabilidad y años de retorno según energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	Rentabilidad diesel	Rentabilidad gas natural	Retorno años diesel	Retorno años gas natural
200	22,34%	4,53%	9,1	14,3
400	36,72%	18,65%	7,2	10,0
600	41,87%	23,64%	6,7	9,0
800	44,42%	26,13%	6,4	8,6
1.000	46,10%	27,73%	6,3	8,4
1.200	47,21%	28,79%	6,2	8,2

En la tabla a continuación se muestra el detalle del VAN y el TIR del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-46: VAN y TIR según energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	VAN diesel	VAN gas natural	TIR diesel	TIR gas natural
200	\$ 8.194	-\$ 30.572	12,46%	0,40%
400	\$ 76.434	-\$ 1.006	21,59%	9,85%
600	\$ 145.565	\$ 29.563	24,91%	12,97%
800	\$ 214.551	\$ 59.837	26,56%	14,51%
1.000	\$ 284.207	\$ 90.946	27,66%	15,51%
1.200	\$ 353.572	\$ 121.838	28,38%	16,17%

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-47: Detalle del costo de energía nivelizado (CEN) por energía requerida, Concepción

Energía necesaria MWh	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
200	\$ 146.871	1.597.168	1.229.034	\$ 0,095	\$ 0,123
400	\$ 233.324	3.190.506	2.455.120	\$ 0,075	\$ 0,098
600	\$ 318.445	4.779.309	3.677.717	\$ 0,069	\$ 0,089
800	\$ 404.307	6.374.239	4.905.027	\$ 0,065	\$ 0,085

Energía necesaria MWh	Gastos netos	Producción energética real kWh	Producción energética nominal kWh	CEN Real	CEN Nominal
1.000	\$ 488.836	7.962.337	6.127.082	\$ 0,063	\$ 0,082
1.200	\$ 573.365	9.547.447	7.346.836	\$ 0,062	\$ 0,080

En la tabla a continuación se muestra el detalle del CEN y del ahorro económico del proyecto por tipo de combustible por energía requerida para la ciudad de Concepción.

Tabla 9-48: CEN y ahorro económico según energía requerida, Concepción

Energía requerida MWh	CEN real	Precio diesel	Ahorro diesel	Precio gas natural	Ahorro gas natural
200	\$ 0,095	\$ 0,100	5,3%	\$ 0,075	-26,3%
400	\$ 0,075	\$ 0,100	24,7%	\$ 0,075	-0,4%
600	\$ 0,069	\$ 0,100	31,4%	\$ 0,075	8,5%
800	\$ 0,065	\$ 0,100	34,7%	\$ 0,075	12,9%
1.000	\$ 0,063	\$ 0,100	36,8%	\$ 0,075	15,7%
1.200	\$ 0,062	\$ 0,100	38,1%	\$ 0,075	17,5%

10 ANEXO: EJEMPLO DE FLUJO DE CAJA

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Energía ahorrada (kWh)	0	280.064	278.664	277.270	275.884	274.505	273.132	271.766	270.408
Degradación	0	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Valor del combustible (\$/kWh)		0,1	0,103	0,10609	0,1092727	0,11255088	0,11592740	0,11940523	0,1229873
Valor de la energía (ingresos) (\$)	0	28.006,40	28.702,36	29.415,61	30.146,59	30.895,73	31.663,49	32.450,33	33.256,72
Costos operacionales									
Mantenimiento anual (\$)	0	5.000	5.150	5.304,50	5.463,64	5.627,54	5.796,37	5.970,26	6.149,37
Costo de instalación (\$)	0	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285
Costos operacionales anuales (\$)	0	5.000	5.150	5.304,50	5.463,64	5.627,54	5.796,37	5.970,26	6.149,37
Deducibles	0	-5.000,00	-5.150,00	-5.304,50	-5.463,64	-5.627,54	-5.796,37	-5.970,26	-6.149,37
Financiamiento									
Balance de deuda (\$)	0	-135.963	-	-	-	-	-	-	-
Intereses (\$)	0	8.837,62	8.610,00	8.367,58	8.109,40	7.834,44	7.541,61	7.229,74	6.897,60
Amortización (\$)	0	3.501,93	3.729,55	3.971,97	4.230,15	4.505,11	4.797,95	5.109,81	5.441,95
Cuota total (\$)	0	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55
Depreciación (%)	0	4	4	4	4	4	4	4	4
Depreciación (\$)	0	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60
Costo después de impuestos	-45.321	-17.339,55	-17.489,55	-17.644,05	-17.803,19	-17.967,09	-18.135,92	-18.309,81	-18.488,92
Balance después de impuestos	-45.321	10.666,85	11.212,81	11.771,56	12.343,40	12.928,64	13.527,57	14.140,52	14.767,80
Retorno	152.340	23.006,40	23.552,36	24.111,11	24.682,95	25.268,19	25.867,12	26.480,07	27.107,35
Retorno acumulado	-152.340	-129.333,6	-105.781,2	-81.670,13	-56.987,18	-31.718,98	-5.851,86	20.628,21	47.735,56

Años	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Energía ahorrada (kWh)	269.056	267.710	266.372	265.040	263.715	262.396	261.084	259.779	258.480
Degradación	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Valor del combustible (\$/kWh)	0,126677	0,13047731	0,13439163	0,13842338	0,14257608	0,14685337	0,15125897	0,15579674	0,16047064
Valor de la energía (ingresos) (\$)	34.083,15	34.930,12	35.798,13	36.687,71	37.599,40	38.533,75	39.491,31	40.472,67	41.478,42
Costos operacionales									
Mantenimiento anual (\$)	6.333,85	6.523,87	6.719,58	6.921,17	7.128,80	7.342,67	7.562,95	7.789,84	8.023,53
Costo de instalación (\$)	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285
Costos operacionales anuales (\$)	6.333,85	6.523,87	6.719,58	6.921,17	7.128,80	7.342,67	7.562,95	7.789,84	8.023,53
Deducibles	-6.333,85	-6.523,87	-6.719,58	-6.921,17	-7.128,80	-7.342,67	-7.562,95	-7.789,84	-8.023,53
Financiamiento									
Balance de deuda (\$)	-100.675,02	-94.879,34	-88.706,95	-82.133,35	-75.132,46	-67.676,52	-59.735,94	-51.279,23	-42.272,82
Intereses (\$)	6.543,88	6.167,16	5.765,95	5.338,67	4.883,61	4.398,97	3.882,84	3.333,15	2.747,73
Amortización (\$)	5.795,68	6.172,40	6.573,60	7.000,89	7.455,94	7.940,58	8.456,72	9.006,40	9.591,82
Cuota total (\$)	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55	12.339,55
Depreciación (%)	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Depreciación (\$)	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60
Costo después de impuestos	-18.673,40	-18.863,42	-19.059,13	-19.260,72	-19.468,35	-19.682,22	-19.902,50	-20.129,39	-20.363,08
Balance después de impuestos	15.409,75	16.066,69	16.739,00	17.426,99	18.131,05	18.851,53	19.588,81	20.343,28	21.115,33
Retorno	27.749,30	28.406,25	29.078,55	29.766,54	30.470,60	31.191,08	31.928,36	32.682,83	33.454,89
Retorno acumulado	75.484,86	103.891,1	132.969,6	162.736,2	193.206,8	224.397,8	256.326,2	289.009,0	322.463,9

Años	18	19	20	21	22	23	24	25
Energía ahorrada (kWh)	257.187	255.901	254.622	253.349	252.082	250.822	249.568	248.320
Degradación	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Valor del combustible (\$/kWh)	0,165285	0,170243306	0,175350605	0,180611123	0,186029457	0,191610341	0,197358651	0,203279411
Valor de la energía (ingresos) (\$)	42.509,16	43.565,51	44.648,11	45.757,62	46.894,69	48.060,03	49.254,32	50.478,29
Costos operacionales								
Mantenimiento anual (\$)	8.264,24	8.512,17	8.767,53	9.030,56	9.301,47	9.580,52	9.867,93	10.163,97
Costo de instalación (\$)	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285	181.285
Costos operacionales anuales (\$)	8.264,24	8.512,17	8.767,53	9.030,56	9.301,47	9.580,52	9.867,93	10.163,97
Deducibles	-8.264,24	-8.512,17	-8.767,53	-9.030,56	-9.301,47	-9.580,52	-9.867,93	-10.163,97
Financiamiento								
Balance de deuda (\$)	-32.681,00	-22.465,72	-11.586,43	0	0	0	0	0
Intereses (\$)	2.124,27	1.460,27	753,12	0	0	0	0	0
Amortización (\$)	10.215,29	10.879,28	11.586,43	0	0	0	0	0
Cuota total (\$)	12.339,55	12.339,55	12.339,55	0	0	0	0	0
Depreciación (%)	4	4	4	4	4	4	4	4
Depreciación (\$)	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60	6.093,60
Costo después de impuestos	-20.603,79	-20.851,72	-21.107,08	-9.030,56	-9.301,47	-9.580,52	-9.867,93	-10.163,97
Balance después de impuestos	21.905,36	22.713,79	23.541,03	36.727,06	37.593,22	38.479,51	39.386,39	40.314,32
Retorno	34.244,92	35.053,34	35.880,58	36.727,06	37.593,22	38.479,51	39.386,39	40.314,32
Retorno acumulado	356.708,88	391.762,22	427.642,80	464.369,85	501.963,08	540.442,58	579.828,97	620.143,29

