UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO - CHILE

"ESTUDIO DE LA GESTIÓN DE DEMANDA ENERGÉTICA EN LA MEDIANA EMPRESA"

MIGUEL ALEJANDRO MAUREIRA MOLINA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA	:	MG. ING. JAIME ESPINOZA S.
PROFESOR CORREFERENTE	:	DR. ING. MARIO TOLEDO T.

MARZO, 2017

A Juliana, Miguel, Leonardo, Felipe y Camila, mi familia.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, a mi madre Juliana, a mi padre en el cielo Miguel, mi padre en la tierra Leonardo, a mis hermanos Felipe y Camila. Sin ustedes, sin sus enseñanzas, apoyo, consejos, conversaciones, sin el día a día vivido a su lado, sin los buenos y malos momentos, sin todo el cariño y amor que me han entregado, otra hubiese sido la historia. Les doy las gracias por todo lo que han hecho por mi, porque si no fuera por todos los valores, por todas las enseñanzas y herramientas que me entregaron, yo no estaría donde estoy. Muchas gracias por todo, los amo mucho.

A mis abuelos, Beatriz, Sylvia y Honorio; mis tías y tíos que estuvieron apoyándome y acompañándome durante estos 7 años. Por su hospitalidad, llamados, apoyo y cariño, muchas gracias, los quiero a todos.

A Juan, Diego, José y Sebastián, mis viejos amigos. Gracias por los divertidos momentos, las estupideses, la comprensión y apoyo, tanto en el colegio como en la universidad. Han aportado mucho a mi vida, con la característica especial del grupo, la sinergia de nuestra amistad. Muchas gracias por estar conmigo y compartir todos lo buenos momentos.

A Cristian, Felipe, Nicolás y Víctor, mis amigos de la U. ¿Qué sería de nosotros sin nosotros? Gracias a ustedes por nuestra amistad, por todos lo momentos, por las penas y glorias, los éxitos y fracasos. Por los ánimos y apoyo mutuo, por los divertidos momentos. Han hecho un gran aporte a mi vida, siendo ustedes. Gracias por sus enseñanzas, y por su amistad.

A mis amigos, gracias por su cariño, comprensión y compañía, por los lindos momentos vividos y por los aprendizajes de los malos. Gracias por tu paciencia y apoyo, por el tiempo que estuvieron a mi lado, me han ayudado a ser lo que soy.

A mis profesores, tanto del colegio como de la Universidad. Por sus enseñanzas y experiencia, por entregarme las herramientas para poder enfrentar la vida, por su tiempo y disposición, muchas gracias.

Especial agradecimiento a don Gabriel Molina, Alexis Llanos, Jorge Ruz y a Tresmontes Lucchetti Valparaíso por confiar en mi y apoyarme a desarrollar este trabajo. Gracias por su tiempo y confianza.

Resumen Ejecutivo

La energía siempre ha sido un tema de relevancia a nivel mundial. A partir de las últimas crisis, han habido esfuerzos tantos estatales como privados para poder solucionarlas. Dentro de las soluciones, muy presente se tiene el implementar mayores capacidades, sin entrar a estudiar el uso de la que ya se tiene disponible, o del potencial no convencional existente. Desde esta perspectiva surge el concepto de **gestión de demanda energética**, la que estudia los usos de energías para posteriormente analizar la mejor forma de utilizarla, o implementar alternativas renovables.

Bajo este concepto es que se buscan medianas empresas locales, en la región de Valparaíso, para hacer una auditoria energética y poder optimizar el consumo energético de sus procesos, al identificar equipos críticos desde esta perspectiva y la perspectiva productiva. Se desarrolló esta actividad en la empresa **Tresmontes Lucchetti, Valparaíso**. Esta empresa del rubro alimenticio procesa y empaca alimentos deshidratados. De todas las áreas en la planta, se ha optado por trabajar con el área de servicios generales, específicamente con los calentadores eléctricos de agua. Según un análisis comparativo tanto a nivel nacional como internacional, una alternativa que ha dado buenos resultados es la de implementar agua caliente solar mediante colectores. Análogamente y a partir de los resultados obtenidos por la alternativa ya mencionada, se estudia el concepto de **"net billing"** o **generación distribuida**, que tanto a nivel nacional como internacional se ha implementado y traído buenos resultados; la posibilidad de implementar colectores solares para el proceso de calentamiento de mantecas en el área de deshidratados y un **arreglo entre "net billing" y calentamiento de mantecas**.

Las cuatro alternativas evaluadas son factibles desde el punto de vista técnico, sin embargo unas son mejores que otras, si se evalúan desde el punto de vista económico. El periodo de retorno de inversión de los cuatro proyectos ronda los 5-6 años, los ahorros anuales oscilan entre 2 a 20 millones de pesos chilenos anuales, según el proyecto. Los ahorros máximos para el periodo evaluado varían de entre 20 a 150 millones de pesos chilenos, requiriendo de entre 10 a 110 millones CLP como capital de inversión distribuyéndose en un área de entre 66 a 732 metros cuadrados. De las cuatro alternativas, la más factible económica-técnicamente es el arreglo fotovoltáico y calentamineto de mantecas; seguida por el sistema fotovoltáico; sistema de calentador de mantecas; y finalmente sistema de agua caliente solar. La mejor alternativa trae consigo un ahorro máximo de alrededor de 100 millones de pesos en un periodo de 20 años, la inversión se retorna en un plazo de 5 años, el ahorro mínimo anual es de 12 millones CLP. Para implementar este proyecto se requieren de 72 millones CLP y un área de 732 metros cuadrados. Los impedimentos posibles que reduzcan el rendimiento económico/técnico de los arreglos pueden ser la disponibilidad física de la empresa (techo disponible) y los factores medioambientales, ya que el clima no se puede predecir.

Abstract

Energy has always been a subject of worldwide relevance. Since the last crises, there have been so many state and private efforts to solve them. Within the solutions, it is very present to implement greater capacities, without going to study the use of which is already available, or of the unconventional potential available. From this perspective emerges the concept of **demand side management**, which studies the uses of energy to later analyze the best way to use it, or implement renewable alternatives.

Under this concept is that local midsize companies are sought, in the region of Valparaiso, to do an energy audit and to be able to optimize the energy consumption of their processes, identifying critical equipment from this perspective and the productive perspective. This activity was developed in the company **Tresmontes Lucchetti, Valparaíso**. This food company processes and packages dehydrated foods. Of all the areas in the plant, it has chosen to work with the **general services area**, specifically with **electric water heaters**. According to a comparative analysis both nationally and internationally, an alternative that has given good results is the implementation of solar hot water through collectors. Similarly, and from the results obtained by the aforementioned alternative, the concept of **“ net billing ”** or **distributed generation** is studied, which has been implemented both nationally and internationally and brought good results; The possibility of implementing solar collectors for the process of heating butter in the dehydrated area and an **arrangement between “ net billing ” and heating of butter**.

The four alternatives evaluated are feasible from the technical point of view, however some are better than others, if evaluated from the economic point of view. The investment return period of the four projects is around 5-6 years, annual savings ranging from 2 to 20 million Chilean pesos per year, according to the project. The maximum savings for the period evaluated vary from 20 to 150 million Chilean pesos, requiring between 10 to 110 million CLP as investment capital, distributing in an area of between 66 and 732 square meters. Of the four alternatives, the most economically-technically feasible is the photovoltaic arrangement and heating of butter; Followed by the photovoltaic system; Butter heater system; And finally solar hot water system. The best alternative brings a maximum savings of around 100 million pesos over a period of 20 years, the investment is returned within 5 years, the minimum annual saving is 12 million CLP. To place this project, 72 million CLP and an area of 732 square meters are required. Potential impediments that reduce the economic / technical performance of the arrangements can be the physical availability of the company (available ceiling) and the environmental factors, since the climate can not be predicted.

Índice de Contenidos

1. Introducción **1**

2. Estado del Arte **3**
2.1. Nivel internacional . . . 3
2.1.1. Clasificación de prácticas para la gestión de demanda energética industrial . . . 3
2.1.2. Administración de energía en la industria - revisión de búsquedas previas e integración conceptual . . . 5
2.1.3. Norma ISO 50001: Modelo maduro sobre gestión de demanda energética, propuesta y validación en la industria . . . 6
2.2. Nivel nacional . . . 8

3. Tresmontes Lucchetti, Valparaíso **17**
3.1. Situación energética actual . . . 18
3.2. Área de Servicios Generales . . . 21
3.3. Calentadores eléctricos de agua . . . 23
3.3.1. Configuración de los equipos . . . 23
3.3.2. Evaluación comparativa . . . 24
3.3.2.1. Nivel nacional . . . 25
3.3.2.2. Nivel internacional . . . 26
3.4. Sistema de agua caliente solar . . . 27
3.4.1. Componentes del sistema . . . 29
3.4.1.1. Colector solar . . . 29
3.4.1.2. Acumulador . . . 32
3.4.1.3. Red hidráulica . . . 34
3.4.1.4. Intercambiador de calor . . . 34
3.4.1.5. Bomba de circulación . . . 34
3.4.1.6. Cañerías . . . 34
3.4.1.7. Estanque de expansión . . . 34
3.4.1.8. Válvulas . . . 35
3.4.1.9. Purgador de aire automático . . . 36
3.4.1.10. Instrumentos y equipos de medición . . . 36
3.5. Análisis de solución . . . 37
3.5.1. Datos y parámetros operacionales . . . 37
3.5.2. Recurso energético . . . 41
3.5.3. Cálculo del sistema solar térmico . . . 45
3.5.4. Evaluación económica . . . 48
3.5.4.1. Energías convencionales . . . 48
3.5.4.2. Proyecto . . . 49
3.5.5. Análisis . . . 56

3.6. Sistema de energía eléctrica solar 57
3.6.1. Evaluación comparativa 57
3.6.2. Requisitos energéticos 59
3.6.3. Cálculo del sistema y evaluación económica 60
3.6.4. Análisis 70
3.7. Otras alternativas 72
3.7.1. Agua caliente solar en área de deshidratados 72
3.7.1.1. Análisis económico 73
3.7.1.2. Análisis 80
3.7.2. Varios 81
3.8. Análisis y comparación de resultados 82

4. Conclusiones y recomendaciones **86**

Bibliografía **91**

A. Cotizaciones y características de equipos agua caliente solar **93**

B. Cotizaciones y características de equipos fotovoltáicos **100**

Índice de Tablas

3.1. Distribución de la batería de calentadores eléctricos. *Fuente: Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.* 23
3.2. Distribución de las instalaciones sanitarias de la planta. *Fuente: Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.* 24
3.3. Distribución del personal de la planta. *Fuente: Elaboración propia, basada en la base de datos de la empresa.* 24
3.4. Ahorros potenciales según costos de inversión y periodos de pago. *Fuente: ASOCIACIÓN de Empresas de Alimentos de Chile (2012).* 25
3.5. Temperatura ambiente y de agua de red media mensual. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010a).* 38
3.6. Valores para los parámetros de cada elemento involucrado. *Fuente: Elaboración propia.* 41
3.7. Demanda energética diaria para cada mes. *Fuente: Elaboración propia.* 41
3.8. Radiación solar global media mensual sobre superficie horizontal. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010a).* 43
3.9. Día típico recomendado para los meses y valores de N por mes. *Fuente: DUFFIE (2013).* 43
3.10. Insolación extraterrestre diaria promedio en superficie horizontal [MJ/m^2] (Extracto). *Fuente: KALOGIROU (2009).* 44
3.11. Valores calculados para h_{ss}, h'_{ss} y $\bar{R}_B$ mensuales. *Fuente: Elaboración propia.* 45
3.12. Resultados para las radiaciones y parámetros mensuales. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 45
3.13. Resultados óptimos para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* 50
3.14. Detalle de costos asociados a la inversión para colectores "Heat Pipe" ofrecidos por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* 50
3.15. Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* 52
3.16. Detalle de costos asociados a la inversión para colectores planos ofrecidos por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* 52
3.17. Resultados óptimos para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* 53
3.18. Detalle de costos asociados a la inversión para colectores tipo "Heat Pipe" ofrecidos por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* 53
3.19. Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . 55
3.20. Detalle de costos asociados a la inversión para colectores plano ofrecidos por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* 55
3.21. Resumen de propiedades óptimas para los colectores y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.* 56
3.22. Resumen de detalle de inversión para los colectores y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.* 56
3.23. Consumos diario y mensual asociado a calentadores de agua eléctricos para el año 2015. *Fuente: Elaboración propia, basado en base de datos de la empresa.* 60

3.24. Resultados para capacidad requerida y máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 63
3.25. Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 63
3.26. Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 63
3.27. Resultados para capacidad requerida y máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 66
3.28. Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 66
3.29. Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 66
3.30. Resultados para capacidad requerida y máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 69
3.31. Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 69
3.32. Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 69
3.33. Resumen de propiedades óptimas para los sistemas fotovoltáicos y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 70
3.34. Resumen de detalle de inversión para los sistemas fotovoltáicos y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 71
3.35. Demanda energética diaria para cada mes, sistema de calentamiento de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 73
3.36. Resultados óptimos para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Solepanel a utilizar en calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 74
3.37. Detalle de costos asociados a la inversión para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 74
3.38. Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 76
3.39. Detalle de costos asociados a la inversión para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 76
3.40. Resultados óptimos para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 77
3.41. Detalle de costos asociados a la inversión para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 77
3.42. Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 79
3.43. Detalle de costos asociados a la inversión para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 79
3.44. Resumen de propiedades óptimas de los sistemas para calentamiento de mantecas y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 80
3.45. Resumen de detalle de inversión para los sistemas de calentamiento de mantecas y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 80
3.46. Resultados óptimos para sistema “Heat pipe” de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 82
3.47. Detalle de inversión para sistema “Heat pipe” de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 82
3.48. Resultados óptimos para sistema colector plano de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 82
3.49. Detalle de inversión para sistema colector plano de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 83

3.50. Resultados óptimos para sistema de calentador de mantecas y “net billing”. *Fuente: Elaboración propia*. 84
3.51. Detalle de inversión para sistema de calentamiento de mantecas y “net billing”. *Fuente: Elaboración propia*. 84

Índice de Figuras

2.1. Interacción entre puntos de interés y procesos de cada uno. *Fuente: SCHULZE (2016).* . 5
2.2. Cuadro resumen del procedimiento asociado a la Norma ISO50001. *Fuente: JOVANOVIĆ (2015).* 7
2.3. Distribución de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Central. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2015).* 8
2.4. Consumo energético final histórico por sector. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2015).* 9
2.5. Demanda energética horaria del SIC para el año 2011. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.* 10
2.6. Demanda energética horaria del SIC para el año 2012. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.* 10
2.7. Demanda energética horaria del SIC para el año 2013. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.* 11
2.8. Demanda energética horaria del SIC para el año 2014. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.* 11
2.9. Demanda energética horaria del SIC para el año 2015. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.* 12
2.10. Planificación, metas e involucrados en los lineamientos 32 y 33 de la Política Energética. *Fuente: COMITÉ Consultivo de Energía (2015).* 14
2.11. Planificación, metas e involucrados en el lineamiento 34 de la Política Energética. *Fuente: COMITÉ Consultivo de Energía (2015).* 15

3.1. Ubicación de la planta número 2. Marcador rojo indica el acceso principal. *Fuente: Google Maps.* 17
3.2. Consumo eléctrico general de la planta número 2 de Tresmontes, durante los últimos 21 meses. *Elaboración propia, basada en las facturas emitidas por Chilquinta.* 18
3.3. Consumo de gas natural general de la planta número 2 de Tresmontes, durante los últimos 21 meses. *Elaboración propia, basada en las facturas emitidas por GasValpo.* 19
3.4. Potencia sectorial instalada (porcentual) en la planta número 2. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.* 20
3.5. Energía total sectorial consumida (porcentual estimada) en la planta número 2. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.* 20
3.6. Distribución de la potencia total instalada, Área de Servicios Generales. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.* 22
3.7. Distribución del consumo mensual aproximado por equipo, Área de Servicios Generales. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.* 22
3.8. Denominación de los subsistemas de una instalación solar. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* 28
3.9. Denominación de los circuitos hidráulicos de una instalación solar. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* 29

3.10. Componentes principales de un colector solar plano. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* . . . 30
3.11. Efecto invernadero en el colector solar. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* . . . 30
3.12. Panel de tubos de vacío "heat pipe". *Fuente: SOLEPANEL (2011).* . . . 31
3.13. Principio de funcionamiento del "heat-pipe" e instalación de cada tubo en el distribuidor (izquierda y derecha respectivamente). *Fuente: SOLEPANEL (2011).* . . . 32
3.14. Instalación del "U-tube" en distribuidor y principio de funcionamiento(arriba y abajo, respectivamente). *Fuente: SOLEPANEL (2011).* . . . 32
3.15. Configuración horizontal y vertical para acumuladores, junto con su respectiva estratificación (izquierda y derecha respectivamente). *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* . . . 33
3.16. Estanque de expansión y sus componentes. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* . . . 35
3.17. Purgador automático de aire. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).* . . . 36
3.18. Configuración para determinar pérdidas términcas en tubería. *Fuente: Elaboración propia.* 40
3.19. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 50
3.20. Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 51
3.21. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 51
3.22. Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 52
3.23. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 53
3.24. Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 54
3.25. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 54
3.26. Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 55
3.27. Generación mensual para una unidad de panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: UNIVERSIDAD de Chile (2016).* . . . 62
3.28. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 62
3.29. Montos acumulados para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 63
3.30. Montos acumulados para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 64
3.31. Generación mensual para una unidad de panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: UNIVERSIDAD de Chile (2016).* . . . 65
3.32. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 65
3.33. Montos acumulados para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 66
3.34. Montos acumulados para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 67
3.35. Generación mensual para una unidad de panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: UNIVERSIDAD de Chile (2016).* . . . 68
3.36. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 68
3.37. Montos acumulados para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.* . . . 69

3.38. Montos acumulados para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia*. 70
3.39. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 74
3.40. Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 75
3.41. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 75
3.42. Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 76
3.43. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 77
3.44. Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 78
3.45. Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. . . . 78
3.46. Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*. 79

A.1. Características técnicas para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel. *Fuente: Solepanel*. 94
A.2. Características técnicas para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Solepanel*. . 95
A.3. Cotización de los productos ofrecidos por Solepanel. *Fuente: Solepanel*. 96
A.4. Características técnicas para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Esol*. . 97
A.5. Características técnicas para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Esol*. 98
A.6. Cotización de los productos ofrecidos por Esol. *Fuente: Esol*. 99

B.1. Características técnicas del colector UL-300P-72 ofrecido por Esol. *Fuente: Esol*. 101
B.2. Cotización de los productos ofrecidos por Esol. *Fuente: Esol*. 102
B.3. Características técnicas del colector CSUN 250-60P ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Puntosolar*. 103
B.4. Cotización de los productos ofrecidos por Puntosolar. *Fuente: Puntosolar*. 104
B.5. Características técnicas del colector JAP6 72-310/3BB ofrecido por Tritec. *Fuente: Tritec*. 105
B.6. Cotización de los productos ofrecidos por Tritec. *Fuente: Tritec*. 106

1 Introducción

La energía, su generación y consumo, es un tema de amplitud y relevancia tal, que refleja de cierto modo el estilo de vida de las comunidades, y que si se contrasta con el Producto Interno Bruto (PIB), entrega un panorama general de la vida y el desarrollo en cada país. Sin embargo, en muchas ocasiones no se refleja con profundidad la realidad del asunto, es decir, no se conocen las procedencias de las energías primarias, el cómo se distribuyen ni cómo se administran. En la actualidad, más del 60 % de la energía en Chile es producida a partir de combustibles fósiles, en su mayoría carbón importado desde Colombia, lo que hace al país una nación dependiente de las fluctuaciones en el precio del mismo. El caso es similar con los otros combustibles fósiles, que tanto se utilizan a lo largo del país (HERNANDO, 2014).

Chile cuenta con un enorme potencial de generación eléctrica a partir de energías renovables, unos 1800 GW, lo que despierta el interés de inversionistas y empresas. Por otro lado, esta capacidad representa una expansión de aproximadamente 100 veces respecto la capacidad actual instalada. Según informaciones del Ministerio de Economía, se apunta que, al año 2050, el 70 % de la generación energética provenga desde una matriz renovable (HERNANDO, 2014), pero para ello es necesaria la implementación y operación de tecnologías y mecanismos que permitan un mercado adecuado para esto, y una gestión y sincronización óptimas para mantener el suministro siempre en actividad.

Si bien es cierto, el desarrollar proyectos energéticos en base al uso de energías renovables es beneficioso para las comunidades y el medio ambiente, también hay que considerar estudiar que tan eficiente es la generación de energía en el país actualmente. Al realizar un análisis en profundidad a la generación eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC), se puede apreciar que muchas de las centrales termoeléctricas se encuentran en espera a lo largo de todo el día, llegando incluso a no operar . Esto genera un gasto para el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) desde el punto de vista económico, y desde el punto de vista técnico no contribuyen a la eficiencia energética del país, ya que es potencia instalada que no se utiliza. También se podría deducir que muchas de las centrales termoeléctricas no operan en sus puntos de diseño, lo que contribuye también a la ineficiencia en cuanto al uso de los combustibles fósiles, recordando que son la mayoría de procedencia extranjera.

Es por estas razones que surge el interés por tratar de aprovechar de mejor manera los recursos ya disponibles, por sobre aumentar capacidades. El objetivo de este estudio apunta a buscar el mejor método para utilizar las capacidades de generación ya instaladas, mediante la correcta gestión de la demanda energética a nivel industrial, implementando y adaptando modelos o soluciones que se han aplicado en otras industrias similares. Con esto se pretende lograr que las medianas industrias locales mejoren su desempeño energético y económico, al implementar procesos y tecnologías de mayor eficiencia energética; realizar procesos o utilizar equipos que consuman mayor cantidad de energía, en los horarios donde el costo marginal es bajo; almacenar energía a bajo costo, con el fin de utilizarla en las horas de mayor costo, en lugar de utilizar los recurrentes grupos electrógenos; implementar energías renovables, entre otras.

Para desarrollar este estudio, se analizará la situación energética de medianas empresas de diversos rubros (por ejemplo, alimentos, manufactureras, de procesos), en la región de Valparaíso, determinando cuáles son los procesos y equipos más críticos desde el punto de vista energético. Se analizará también el contexto operativo de la empresa, tales como: procesos desarrollados, equipos utilizados, tarifas eléctricas, turnos laborales, consumo a lo largo del día; detectando oportunidades para implementar mejoras (por ejemplo, desplazamiento de demanda, almacenamiento de energía, cogeneración, sustitución de equipos, utilización de energías residuales, entre otras). Estas oportunidades se contrastarán con modelos o métodos implementados en empresas afines, para posteriormente evaluar la factibilidad de implementarlas en la empresa en estudio.

Los objetivos específicos de este trabajo son los siguientes:

- Analizar la situación energética de la mediana empresa en comparación con experiencias internacionales.
- Estudiar los procesos involucrados, determinando equipos o procesos críticos desde el punto de vista energético.
- Contrastar situación actual de la empresa con la situación de empresas modelo.
- Determinar la factibilidad de implementar mejoras en procesos.

2 Estado del Arte

Para orientarse un poco, es importante conocer que se ha desarrollado en distintos sectores respecto a la gestión de la demanda energética. Es por esto que se analizará lo desarrollado y/o aplicado a nivel internacional, como también estudiar cual es la postura que tiene Chile frente a este tópico.

2.1. Nivel internacional

Para la problemática que se busca resolver, existen una serie de estudios previos, los que en conjunto, permiten tener un amplio espectro de lo que podría desarrollarse en Chile: replicando modelos y adaptándolos a la realidad local o, de otra manera, modificándolos para que sea posible su implementación. Lo importante de esto es que con toda la información obtenida es posible contar con el detalle de cómo se ha actuado en otros países y, con ello, poder hacer uso de su experiencia y poder orientar la posible solución.

A continuación se presentan síntesis de documentación referente al tema, y casos de políticas extranjeras implementadas en esta área.

2.1.1. Clasificación de prácticas para la gestión de demanda energética industrial

En este documento (SA, 2015) de se definen cuatro aspectos relevantes como buenas prácticas para la gestión de demanda energética, siendo estos:

1. **Confiabilidad:** Generación de programas de mantenimiento centrados en confiabilidad, diseñando diferentes niveles de alarma en los equipos (A, B, C, etc.) para la resolución de problemas y búsqueda de imperfecciones. Desarrollo de sistema interconectado para prevenir pérdidas de energía y desarrollo de programas de mantención cada 3 años. Desde la perspectiva de modernización se plantea la instalación de sensores de temperatura en todos los equipos que no lo posean y determinar

la influencia del clima en el proceso productivo de la industria donde se lleve a cabo el desarrollo de estas prácticas. En el marco de operaciones de planta se busca la implementación y desarrollo de "overhaul" en los equipos que lo requieran además de la instalación de sistemas de recuperación de calor (en caso que sea posible) para aprovechar la energía emanada de los procesos como eventual fuente de generación de energías renovables. Por último, se establece la necesidad de creación de planes de contingencia, los que básicamente surgen de la necesidad de crear sistemas que permitan la sustentabilidad de la compañía.

2. **Eficiencia:** Desarrollo de planes para la actualización, para realizar alguna mejora o, derechamente, el cambio de equipos que resultan ineficientes para el proceso (siempre desde la perspectiva energética). Por otro lado se advierte la necesidad de generar mecanismos de control para mantener un estándar que será definido por la empresa.

3. **Disminución de costos:** Al igual que en puntos anteriores, se plantea la necesidad de buscar fuentes alternativas de energía para el proceso. Por otro lado, surge la idea de negociación, es decir, buscar incentivos por parte del Estado para la instalación de este tipo de iniciativas e instalación de energías renovables, además de desplazar el uso de equipos de alta demanda a horas del día donde el costo energético es menor.

4. **Conciencia:** Etapa definida como una de las más importantes ya que implica la capacitación de todos los miembros de la organización. En este punto se plantea la definición de una meta mensual (o anual) de consumo por parte de la organización, definición de políticas medioambientales, definición de metas en cuanto a consumo energético, aumento de eficiencia eléctrica en el proceso, entre otras prácticas que vayan en virtud de un cambio, desde la perspectiva humana.

2.1.2. Administración de energía en la industria - revisión de búsquedas previas e integración conceptual

En este artículo (SCHULZE, 2016) se define un marco de referencia conceptual para gestión energética industrial planteando los siguientes puntos de interés:

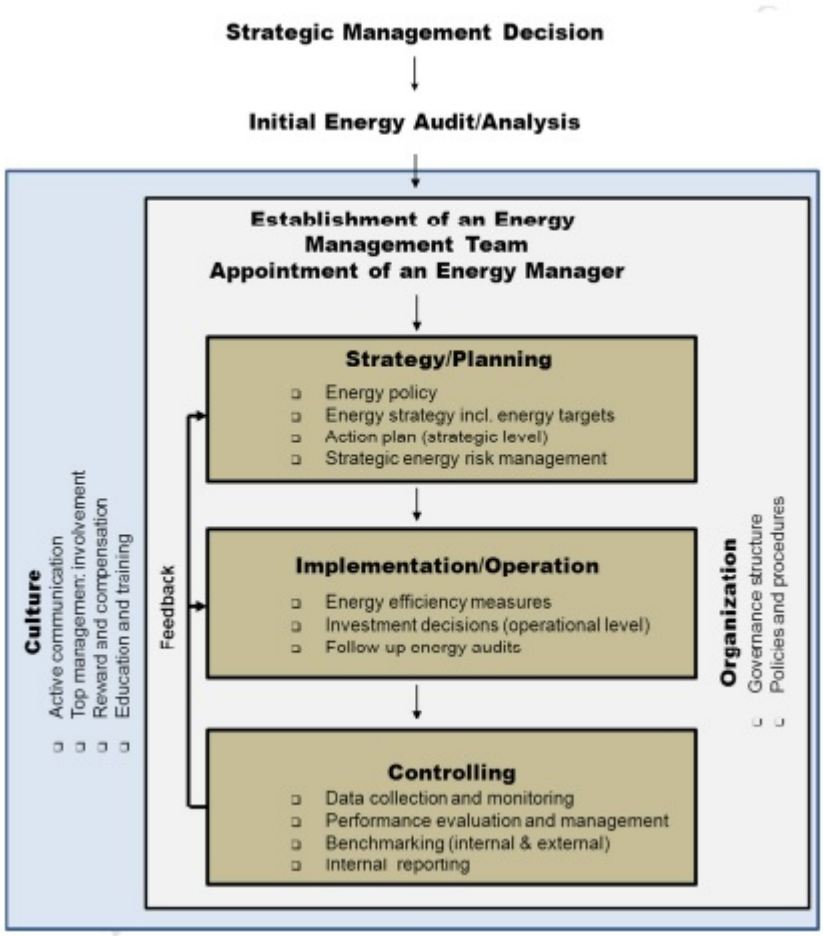


Figura 2.1: Interacción entre puntos de interés y procesos de cada uno. *Fuente: SCHULZE (2016).*

1. **Estrategia y Planificación:** Creación de políticas y estrategias energéticas a seguir, definiendo objetivos en esta materia. Creación de plan de acción energético, es decir, definición de qué y cómo actuar para una mejor gestión energética.

2. **Implementación y Operación:** Definir indicadores de rendimiento (KPI) en materia de eficiencia energética. Creación de proyectos de inversión para modernización y optimización de equipos que no cumplan con los objetivos planteados. Realización de auditorías energéticas.

3. **Control:** Recolección de datos en tiempo real y monitoreo de maquinarias. Evaluaciones de

desempeño y administración de las mismas para la toma de decisiones. “Benchmarking” con empresas del mismo país y empresas extranjeras. Elaboración de reportes internos para llevar un registro de las actividades y ver cómo se podrían mejorar.

4. **Organización:** Creación de políticas y procedimientos que fomenten buenas prácticas en materia de administración energética. Creación de Gerencia Energética, cuya tarea será el desarrollo de planes en esta materia, además de velar por el cumplimiento de los mismos.

5. **Cultura:** En primer lugar, llevar a cabo instancias de instrucción en materia energética, es decir, mostrar a los miembros de la organización cómo llevar a cabo buenas prácticas para el uso correcto de la energía. Generación de canales de información expeditos entre trabajadores y miembros de Gerencia Energética.

Esta organización sugiere la creación de un departamento de energía, presidido por un Gerente Energético, el que trabajará en la adopción de ésta y otras políticas, en conjunto con un grupo de trabajo que será definido por él y sus asesores directos.

2.1.3. Norma ISO 50001: Modelo maduro sobre gestión de demanda energética, propuesta y validación en la industria

Según la norma ISO 50001, se definen cinco niveles de madurez en gestión de demanda energética (JOVANOVIĆ, 2015):

1. **Nivel 1, Inicial:** Procesos de gestión energética son caóticos. No se han implementado políticas ni procedimientos en esta materia. El rendimiento energético de la industria depende únicamente de los operarios.

2. **Nivel 2, Gestionado:** Este nivel requiere de administración nivel usuario, mediante la implementación de mecanismos de monitoreo y medición, mostrando resultados solamente en puntos críticos de la línea de producción. La organización de la compañía ha definido claramente las necesidades energéticas del proceso y ha establecido planes convenientes para ello, además de aplicar acciones correctivas en caso que sea necesario.

3. **Nivel 3, Definido:** Estandarización y aplicación de prácticas para la administración energética. Se documentan todos los procesos que forman parte en la industria y se ha capacitado adecuadamente al personal a cargo de esos procesos. Todos los estándares presentados en la norma ISO 50001 han sido implementados.

4. **Nivel 4, Cuantitativamente Gestionado:** En este nivel se han estandarizado e implementado

procesos y sistemas para la administración energética. Se tiene base de datos del procesos y se analiza estadísticamente el mismo. Se han identificado plenamente las causas de posibles variaciones durante el proceso. Este nivel requiere un análisis del impacto ambiental del proceso realizado.

5. **Nivel 5, Optimización:** A este nivel ya se ha cumplido con todo lo mencionado en la norma, es decir, se han establecido metas en el corto, mediano y largo plazo, se ha producido un cambio en la tecnología usada, lo que permite mayor eficiencia y se trabaja en mejora continua del proceso. Adicional a todo lo anterior, se establece la creación de una Gerencia Energética.

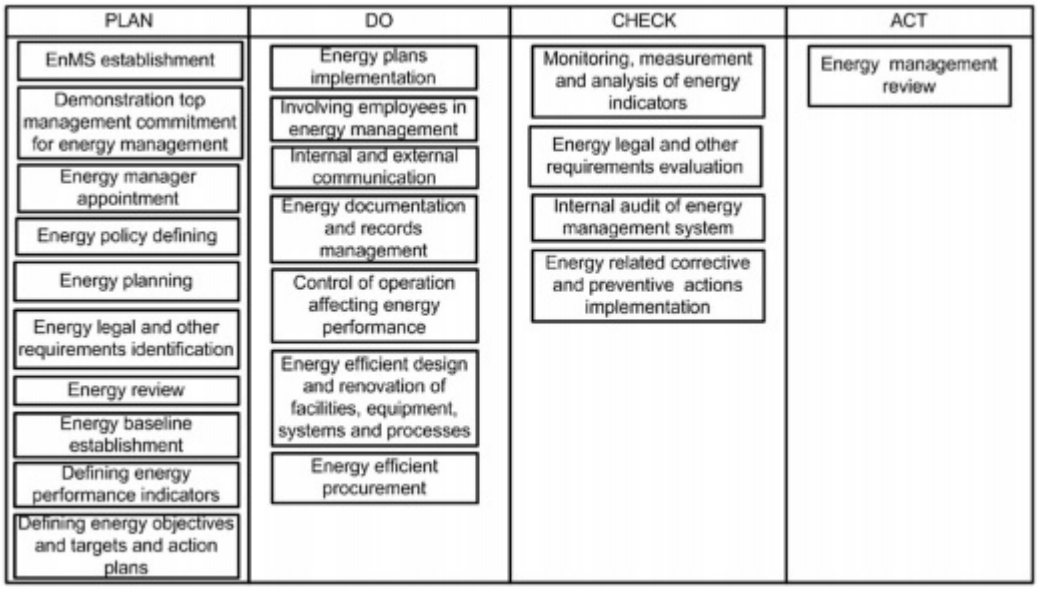


Figura 2.2: Cuadro resumen del procedimiento asociado a la Norma ISO50001. *Fuente: JOVANOVIĆ (2015).*

2.2. Nivel nacional

Al año 2015, el Sistema Interconectado Central (SIC) disponía de un total de 15.831 MW instalados, lo que corresponde a un 77,7 % de la capacidad instalada total del país . La siguiente figura muestra la distribución de la capacidad instalada del SIC.

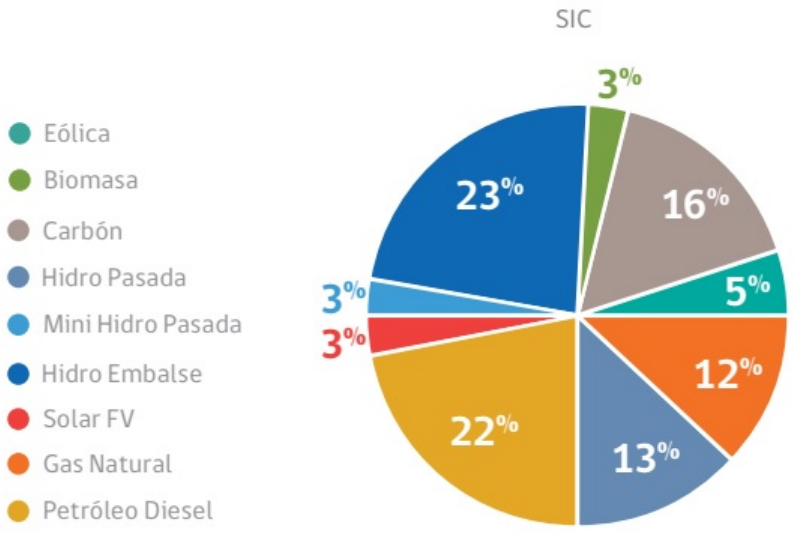


Figura 2.3: Distribución de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Central. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2015).*

Si bien es cierto que la capacidad instalada del Sistema Interconectado Central es bastante diversa en lo que a sus fuentes respecta, se aprecia que un 50 % de la energía generada proviene de combustibles fósiles, en consecuencia, proviene de fuera del país. Finalmente, la energía posee un alto costo como consecuencia de lo anterior, ya que Chile posee muy poco combustible fósil y su carbón es de mala calidad.

La siguiente figura muestra el consumo de energía desde el año 1997 hasta el 2014. El progresivo aumento del consumo energético es la principal motivación para desarrollar el trabajo. Se puede apreciar que gran parte de la energía es consumida por el sector minero e industrial siendo este último el que se busca optimizar. Al recurrir a la mediana empresa y desarrollar este trabajo se obtiene como resultado un consumo y utilización más eficiente y eficaz de los recursos y capacidades instaladas que cada una posee lo que a nivel macro trae como consecuencia la utilización óptima de la capacidad instalada a nivel nacional, en lugar de seguir con la tendencia de construir más centrales, las que debido a su impacto tanto en la naturaleza como con la sociedad, son retrasadas en su trámite y traen como consecuencia crisis

energética.

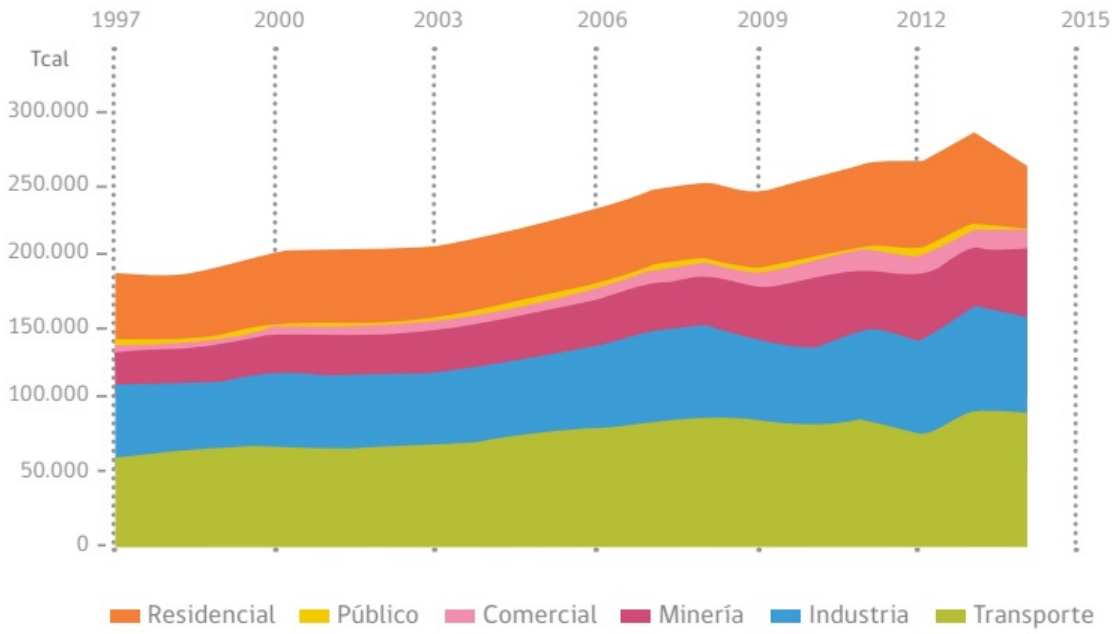


Figura 2.4: Consumo energético final histórico por sector. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2015).*

El panorama en el país es diferente respecto de los países desarrollados. Si bien es cierto, la demanda energética ha cambiado dentro de los últimos 5 años, la tendencia del país es a incrementar el consumo y generación de energía, en vez de utilizar al máximo la capacidad instalada.

Las siguientes figuras muestran el comportamiento de la demanda energética en el Sistema Interconectado Central (SIC) para los años 2011 - 2015, separados por estaciones[1].

[1]La base de datos de los gráficos mostrados se encuentra en <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>

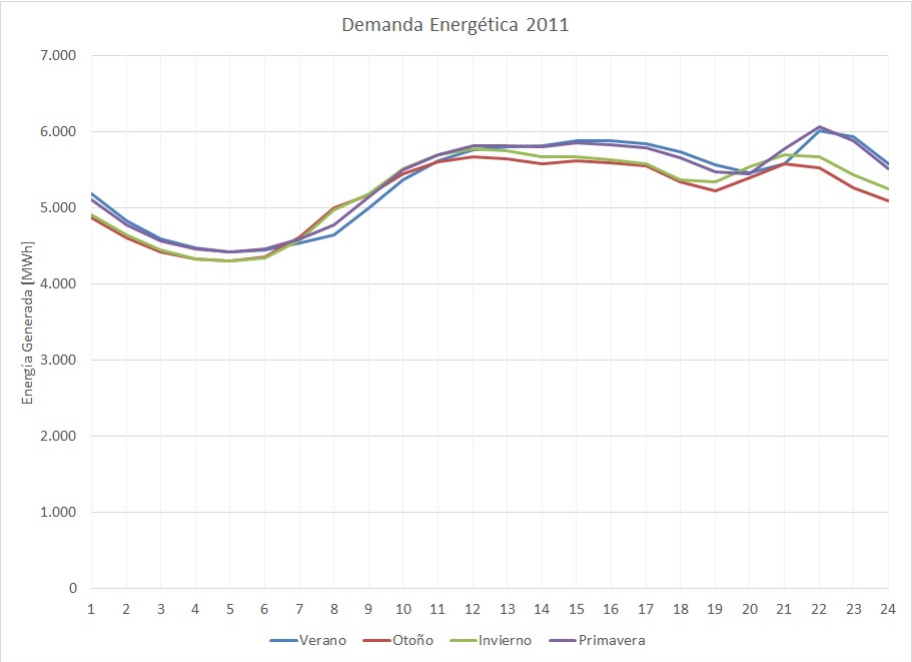


Figura 2.5: Demanda energética horaria del SIC para el año 2011. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.*

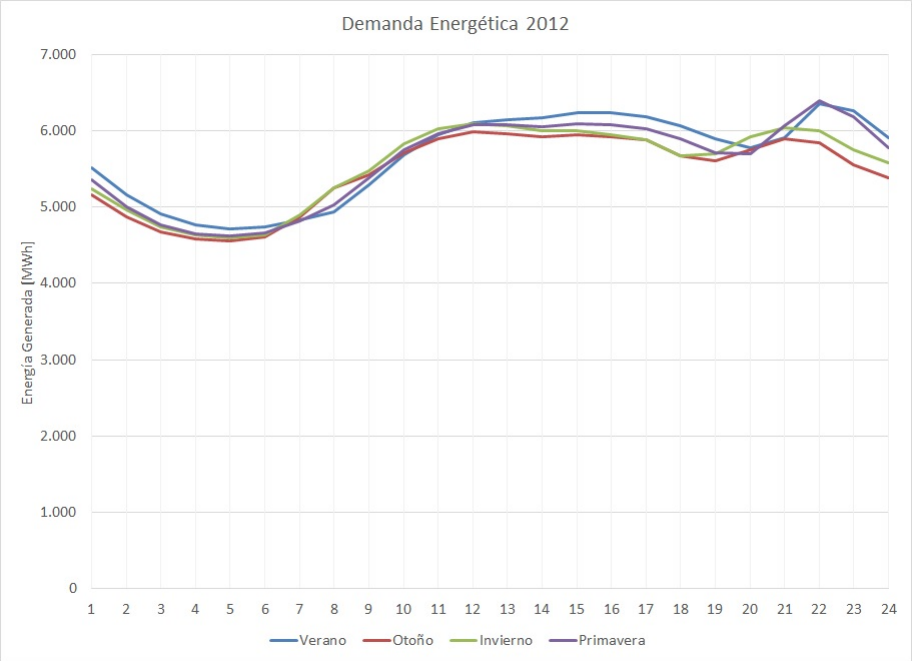


Figura 2.6: Demanda energética horaria del SIC para el año 2012. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.*

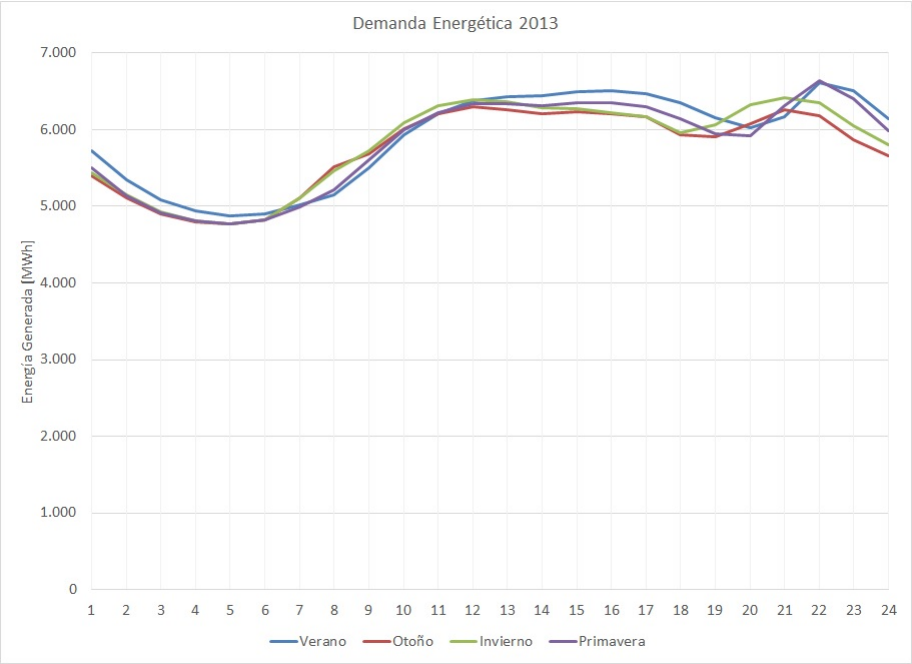


Figura 2.7: Demanda energética horaria del SIC para el año 2013. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.*

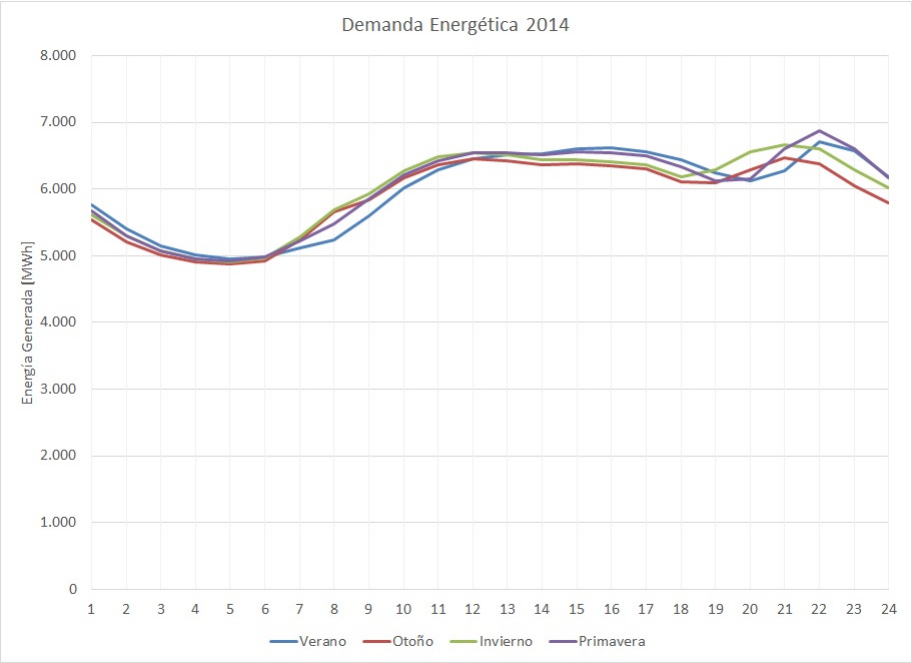


Figura 2.8: Demanda energética horaria del SIC para el año 2014. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.*

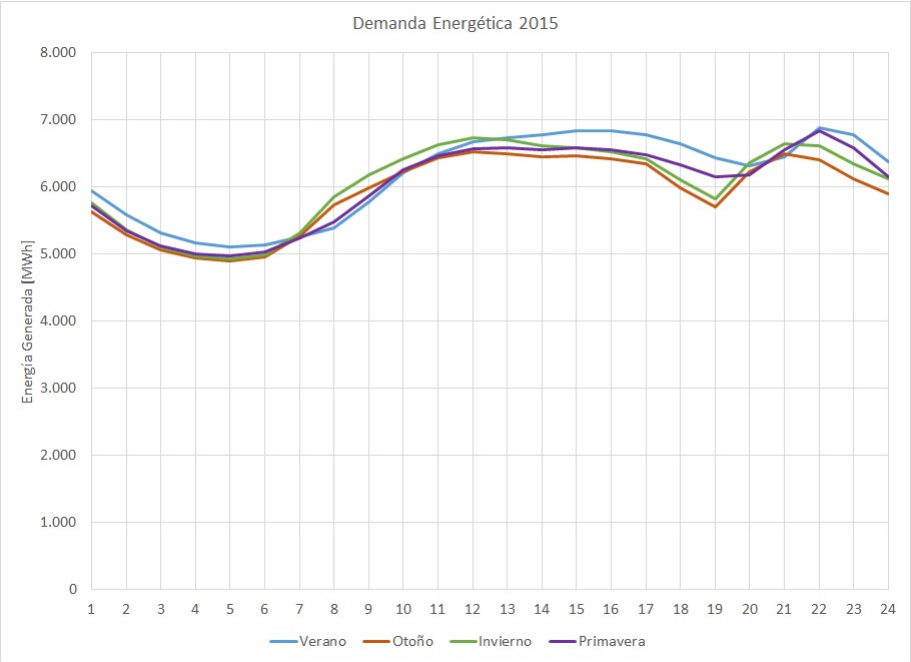


Figura 2.9: Demanda energética horaria del SIC para el año 2015. *Elaboración propia, basada en la base de datos del CDECSIC.*

Los gráficos anteriores muestran la demanda al SIC en intervalos de una hora. Los valores graficados corresponden al promedio de las demandas horarias registradas de todos los días de las estaciones correspondientes.

Como se puede apreciar, el consumo energético crece cada año, sin embargo la forma de la demanda se mantiene. Es de importancia destacar que el año 2015 no hubo horario de invierno, por lo que ese factor y su posible efecto en el comportamiento del consumo energético se descarta. De los gráficos se desprende que en verano se presentan los mayores consumos de energía, contrario a lo que se tendería a pensar, es decir, que el mayor consumo se presente en invierno, debido a las bajas temperaturas, el uso de artefactos para calefacción y la mayor presencia de las familias en sus hogares.

La política actual en lo que respecta a energía (MINISTERIO de Energía, 2015) es generar un cambio de conciencia en la sociedad, enfocado al uso responsable de la energía. También se plantea que la energía consumida en el país provenga en su mayor parte por fuentes renovables, enfatizando principalmente el uso de energía eólica y la solar (70 % de origen renovable al 2050).

Para combatir el constante crecimiento del consumo se plantea construir más centrales en vez de sacar el máximo partido de la potencia instalada. Es por esta razón que hay centrales que no generan energía en grandes partes del día, ya que se emplean sólo cuando hay alta demanda[2]. Lo anterior significa

[2]Más información al respecto en la base de datos de <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-real/>.

un gasto para el CDEC, ya que a las centrales reciben un pago por la sencilla razón de estar disponibles, aun así no se encuentren generando energía.

En el documento complementario (COMITÉ Consultivo de Energía, 2015) se plantea que el sector industrial ha evolucionado de forma armónica en el abastecimiento, uso y gestión de la energía, logrando dar respuesta a sus requerimientos energéticos y adecuándose a demandas sociales y ambientales cada vez más exigentes. En este sector se han desarrollado ejes como: Eficiencia energética, conciencia energética y aprovechamiento de oportunidades, inversiones en Investigación, Desarrollo e innovación (I+D+i), costos de energía. Se han desarrollado competencias que sitúan a las industrias nacionales a un nivel internacional, al aplicar modelos de gestión adecuados, desarrollar innovaciones en los procesos y la implementación de nuevas tecnologías. Sin embargo, los problemas no están del todo solucionados en la industria. En el documento se plantea que a medida que la intensidad del trabajo aumente en las industrias, también lo hará el consumo energético, y que al 2030 los gases de efecto invernadero se incrementarán de manera considerable. Si bien existe un potencial de reducción del consumo energético en la industria y la minería, a través de la implementación de sistemas de gestión de la energía, con medidas costo-efectivas, persisten barreras que limitan la implementación de acciones de eficiencia y gestión energética y el uso de recursos energéticos locales. Se identifica una falta de mecanismos de financiamiento y de modelos de negocios que permitan una mayor implementación de estas medidas, además de una serie de restricciones, técnicas, operativas y de la infraestructura energética actual. Asimismo, existe rigidez en la estructura de los mercados energéticos, lo cual reduce el poder negociador de grandes clientes libres sobre opciones de suministro energético sustentable. Adicionalmente, a pesar de que existen inversiones en I+D+i, ésta es baja con respecto a países desarrollados, aunque éstas están aumentando (UNESCO, 2016).

Otra brecha importante es que no se tienen estudios suficientes en lo que respecta a las potencialidades individuales de cada industria. En la actualidad existen empresas que su tarifa eléctrica impide su presencia en hora punta, de lo contrario son multadas. Por lo que para continuar sus operaciones implementan el uso de grupos electrógenos, cuando si se hicieran los estudios adecuados podrían sacar mayor partido de sus procesos e implementar otras metodologías más económicas. Muchas de las soluciones apuntan a acumular energía, implementar tecnologías más desarrolladas en lo que respecta a eficiencia energética, sustituir o apoyar equipos de alto consumo por algunos que empleen energías renovables o aprovechar de mejor forma las energías residuales, como la cogeneración. (por ejemplo, la energía que tienen los gases de escape de un proceso de combustión).

El Ministerio de Energía plantea algunos lineamientos en lo que respecta a Innovación y desarrollo productivo que, junto con lo mencionado en las secciones anteriores, podrían llevar a las empresas a desarrollar departamentos enfocados netamente al desarrollo de la eficiencia energética.

A continuación se muestra un resumen de los lineamientos en cuanto a investigación, desarrollo e innovación, planteados en COMITÉ Consultivo de Energía (2015).

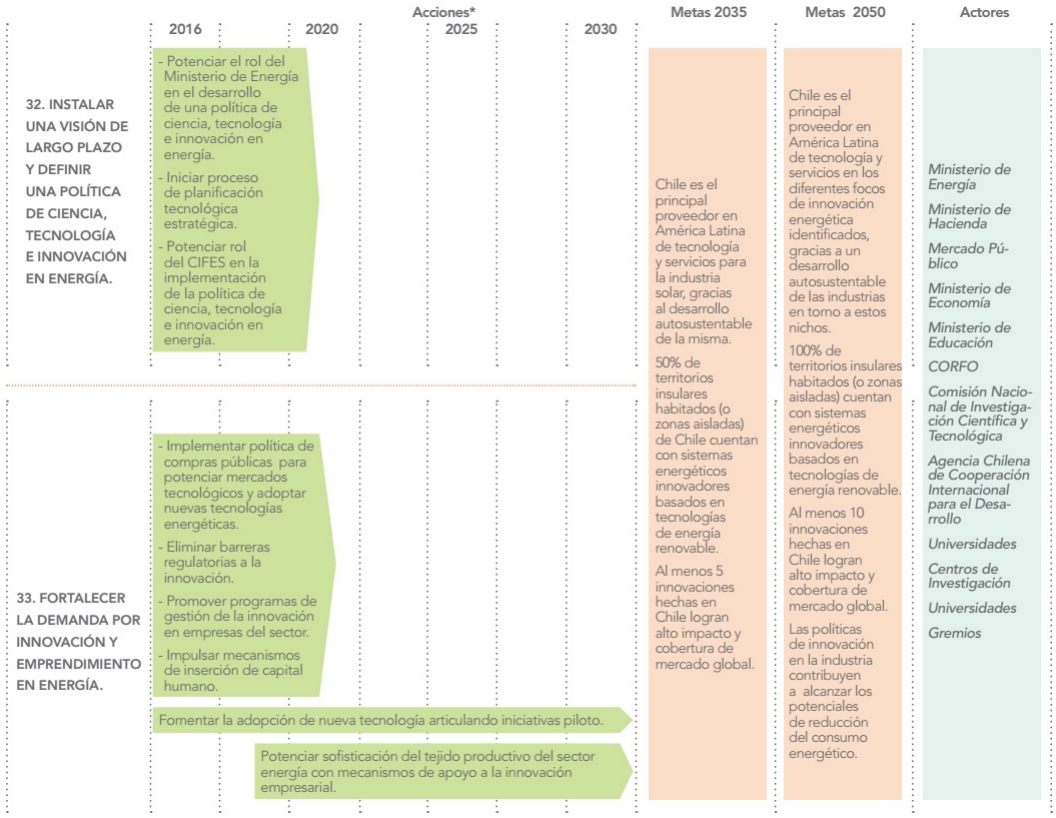


Figura 2.10: Planificación, metas e involucrados en los lineamientos 32 y 33 de la Política Energética. *Fuente: COMITÉ Consultivo de Energía (2015).*

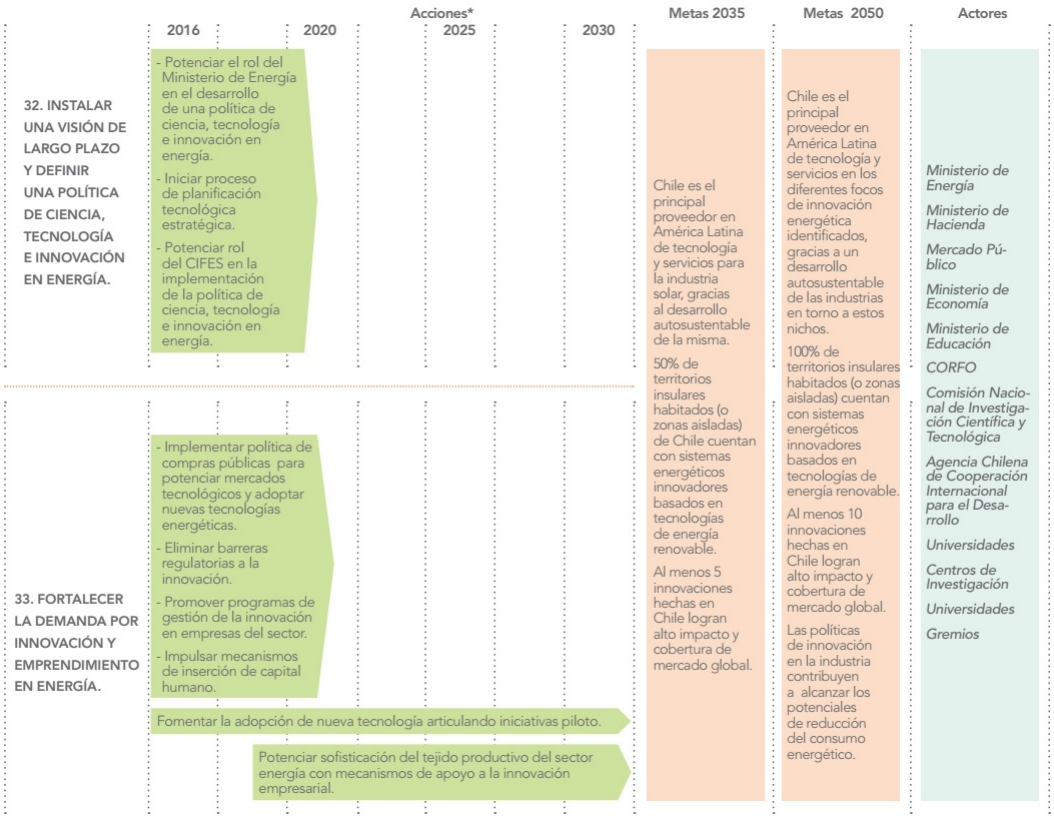


Figura 2.11: Planificación, metas e involucrados en el lineamiento 34 de la Política Energética. *Fuente: COMITÉ Consultivo de Energía (2015).*

A pesar de que en Chile se está trabajando para gestionar de mejor forma el uso de la energía, aún falta mucho camino por recorrer. Aspectos técnicos y culturales a nivel de la industria, junto con un apoyo del sector político son necesarios para poder desarrollar métodos adecuados en lo que respecta a la gestión de la energía a nivel industrial.

Lo planteado como estado del arte en el extranjero requiere de una conciencia y cultura energética que en Chile se está desarrollando, pero también requiere de incentivos para poder generar departamentos que se encarguen exclusivamente de la gestión energética, del desarrollo e innovación de procesos y tecnologías dentro de cada empresa en beneficio de un adecuado y eficiente uso de la energía. No basta con generar normativas cada vez más exigentes en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero o a los usos de energía, sino que también se debe fomentar y orientar el correcto desarrollo y cumplimiento de dichas normas.

Es importante la generación de documentos y el estudio de cada proceso dentro de una industria, con el fin de detectar oportunidades en las que se pueda optimizar el uso de recursos, sin necesidad de

tener que instalar más capacidad por el simple hecho de tener que suplir una insuficiencia. De esta forma se podrá adaptar y aplicar lo que se desarrolla afuera en Chile y se podrá tender un adecuado uso de la energía a nivel industrial. Sin embargo, la correcta gestión del uso de la energía depende de que todos los actores pongan de su parte, y se genere conciencia respecto del uso de la energía. En otras palabras, si no se tiene la mentalidad correcta, no se obtiene beneficio alguno a pesar de que se utilicen los conocimientos técnicos aportados por la mentes más brillantes. Como también, si se tiene la conciencia y mentalidad pero no existen los recursos, no se llegará a buen puerto.

3 Tresmontes Lucchetti, Valparaíso

La planta número 2 de Tresmontes S.A. se encuentra ubicada en la ciudad de Valparaíso. Específicamente en Freire, número 321, en pleno centro de la ciudad. La dirección anterior corresponde al acceso principal de la planta. A lo largo de la calle Yungay se encuentran los puertos de carga y despacho.

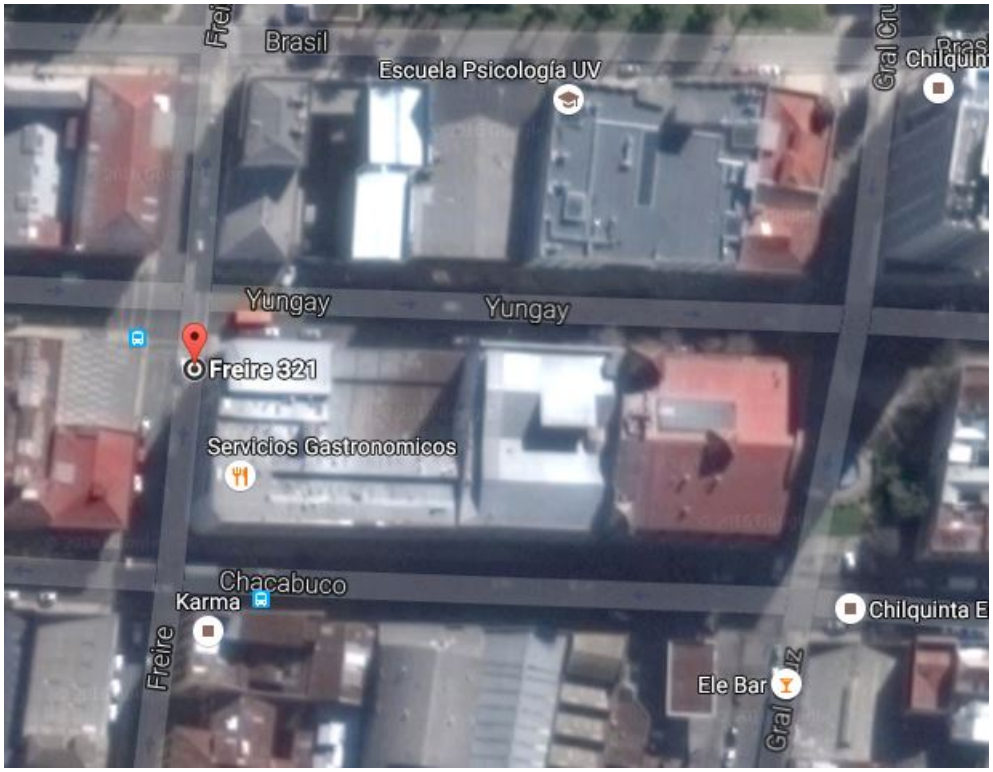


Figura 3.1: Ubicación de la planta número 2. Marcador rojo indica el acceso principal. *Fuente: Google Maps.*

Esta planta se encarga del procesado y envasado de productos deshidratados, tales como jugos y sopas instantáneas, calugas de caldo y algunos cereales. Dentro de sus líneas de producción se utilizan alrededor de 150 equipos, entre los que destacan mezcladores, hornos, envasadoras, compresores, bombas de vacío, calentadores de agua, extractores de material particulado, detectores de metales, entre otros.

3.1. Situación energética actual

En primer lugar se analizará el consumo de electricidad de la planta en general, a lo largo de un año. También se dará a conocer el contexto operacional. La siguiente figura incluye información del consumo durante los últimos 21 meses.

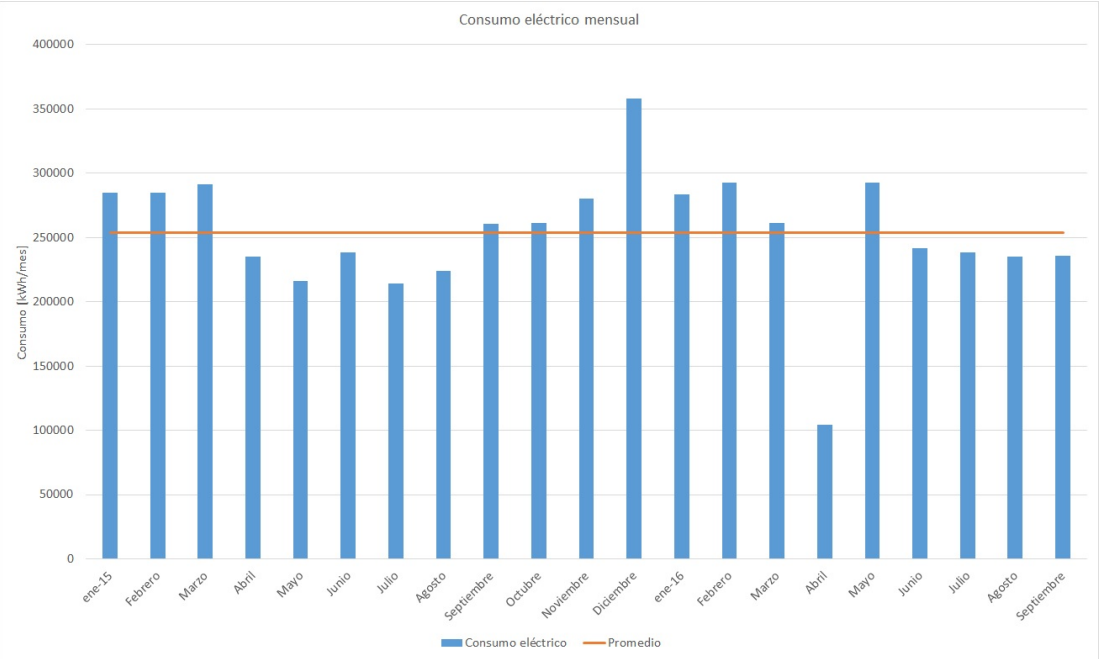


Figura 3.2: Consumo eléctrico general de la planta número 2 de Tresmontes, durante los últimos 21 meses. *Elaboración propia, basada en las facturas emitidas por Chilquinta.*

- La tarifa contratada por la empresa corresponde a la AT-4.3.
- Se aprecia una máxima de consumo en el mes de Diciembre, como también valores por sobre el promedio. Según funcionarios, la causa del aumento en el consumo energético se debe al aumento de la producción en dicha temporada, que corresponde al verano y primavera.
- La empresa trabaja dos turnos de 540 minutos cada uno. De 7:30 a 16:30 y 22:00 a 7:30, solo días hábiles.
- Se detecta presencia en hora punta.
- La empresa no cuenta con monitoreo en tiempo real de los equipos y procesos.

La empresa también utiliza gas natural para el desarrollo de sus actividades. A continuación se presenta el consumo de los últimos 21 meses.

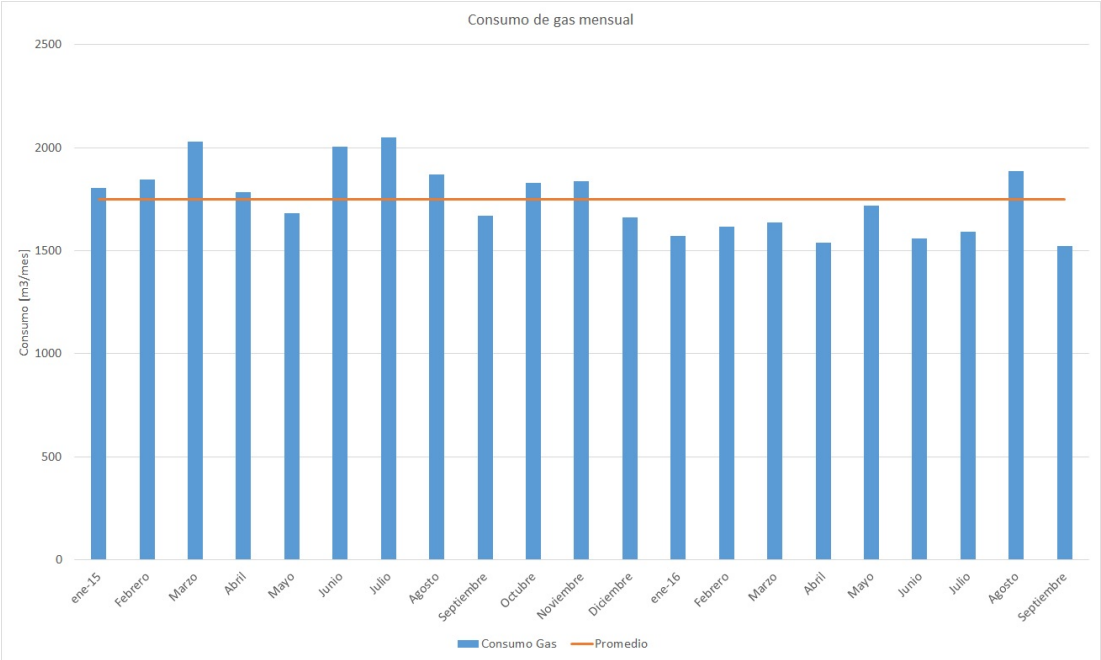


Figura 3.3: Consumo de gas natural general de la planta número 2 de Tresmontes, durante los últimos 21 meses. *Elaboración propia, basada en las facturas emitidas por GasValpo*.

- La tarifa contratada por la empresa corresponde a la AC-03.
- Se aprecia consumos sobre el promedio durante la temporada de invierno del año 2015. Sin embargo, el comportamiento no se reitera en el invierno de 2016, es más, el consumo de gas durante los meses del presente año están bajo el promedio, con la excepción de agosto.
- La empresa no cuenta con monitoreo a tiempo real de los equipos y procesos.

A partir de un catastro[3], los equipos se distribuyen en 5 áreas distintas. Las siguientes figuras muestran unas gráficas con la capacidad instalada en cada una de las 5 áreas más el sistema de iluminación, y la energía mensual promedio consumida.

[3]La información entregada en la base de datos es confidencial, por lo que no se mostrará más de lo necesario para desarrollar el estudio.

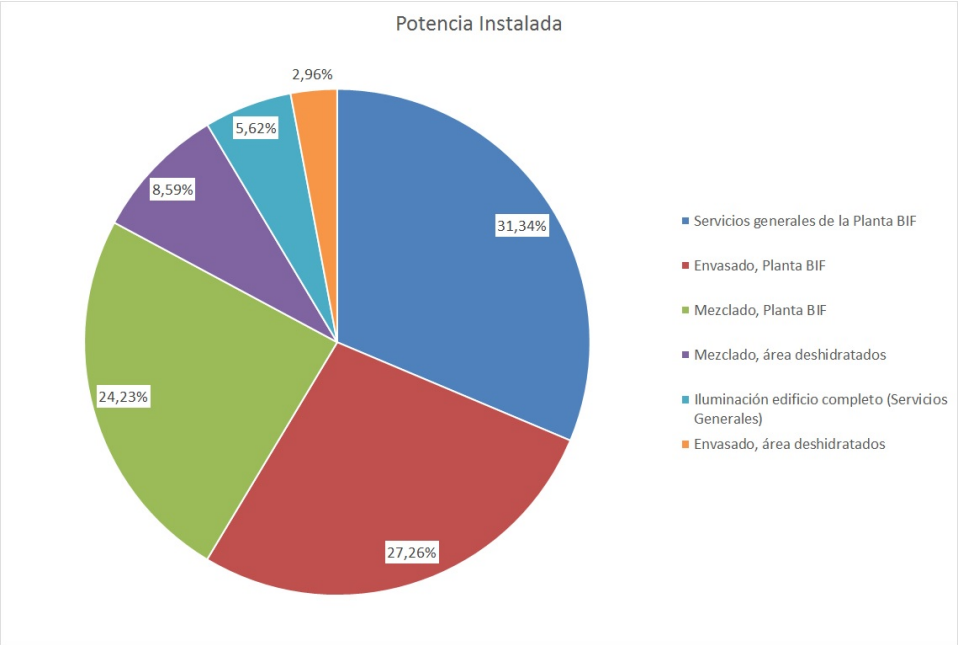


Figura 3.4: Potencia sectorial instalada (porcentual) en la planta número 2. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.*

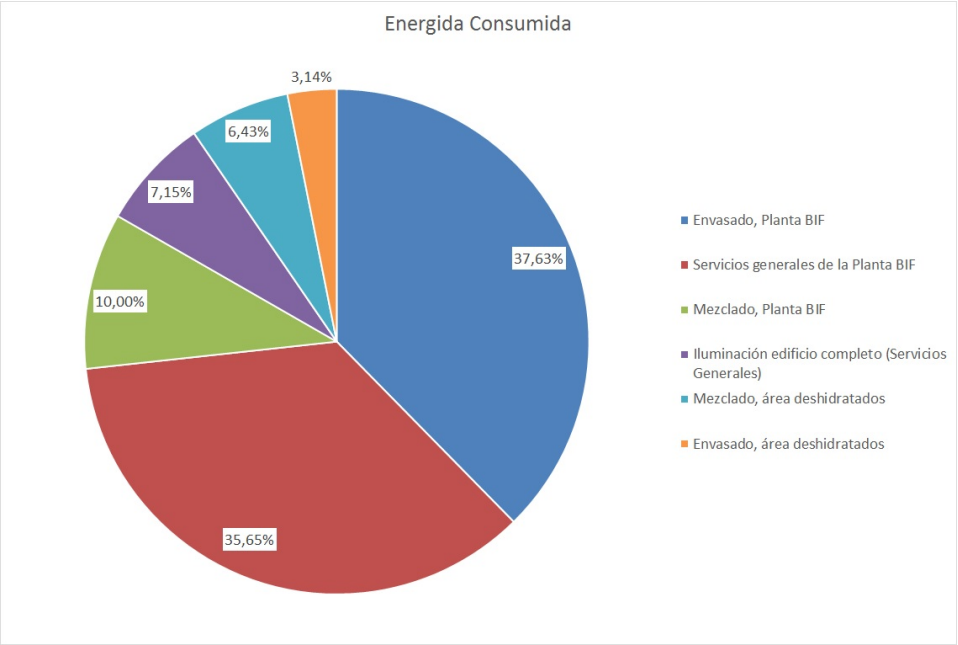


Figura 3.5: Energía total sectorial consumida (porcentual estimada) en la planta número 2. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.*

Si bien es cierto, las áreas de Servicios generales y Envasado de la planta son las que poseen mayor potencia instalada (31,34 % y 27,26 % respectivamente), lo relevante es el consumo que posee cada

área. El área de Envasado lidera el consumo energético, con un 37,63 %, seguida muy de cerca por el Área de Servicios generales, con un 35,65 %.

Se tiene conocimiento de que el área de envasado es una área crítica, tanto desde el punto de vista de procesos y por la cantidad e intensidad de uso de los equipos involucrados. Según el personal, adicionalmente, la empresa se encuentra desarrollando algunos proyectos y planes de eficiencia energética en esta área, por lo que su análisis queda fuera del desarrollo de este trabajo. A partir de lo anterior, se opta por trabajar en el Área de Servicios Generales de la planta.

3.2. Área de Servicios Generales

El Área de Servicios Generales de la planta está compuesta por 5 compresores, 9 termos calentadores de agua y 2 ventiladores.

La batería de compresores incluye los siguientes equipos: dos compresores de 90 kW, configuración "stand by"; dos de 64 kW, configuración "stand by"; y uno de 50 kW, que opera como regulador. Se encuentran en operación contante un compresor de 90 kW y uno de 64 kW, quedando el de 50 kW en espera para abastecer cuando la demanda de aire aumente. El horario de funcionamiento es todo el día, durante los días hábiles de la semana, con excepción de entre las 16:30 a 22:30 horas. Durante este horario se desconectan, ya que en ese intervalo no hay turno laboral. Al abastecer de aire a toda la planta y sus equipos productivos, la batería de compresores es crítica, tanto desde el punto de vista productivo y energético. Sin aire la planta no produce.

Por otro lado, los calentadores de agua se encargan de entregar agua con la temperatura adecuada para la limpieza de equipos, procesos y para el consumo y uso del personal. Se cuentan con 4 equipos de 700 litros de capacidad y 5 de 400. Estos equipos operan alrededor de 8 horas diarias a lo largo del día. Su funcionamiento está controlado por un termostato. El agua caliente es un insumo de gran relevancia, ya que se utiliza para la correcta limpieza de equipos y utensilios, que si no están debidamente sanitizados, puede arruinar gran parte de la producción, o peor aún, acarrear problemas legales a la empresa. Por otro lado, este recurso genera bienestar en el personal, ya que se utiliza principalmente para consumo e higiene. Este recurso es de alta demanda al finalizar cada turno laboral.

Finalmente, la sala de compresores cuenta con 2 ventiladores, que se encargan de generar circulación de aire

A continuación se muestran unos gráficos con la distribución de los equipos en el Área de Servicios Generales.

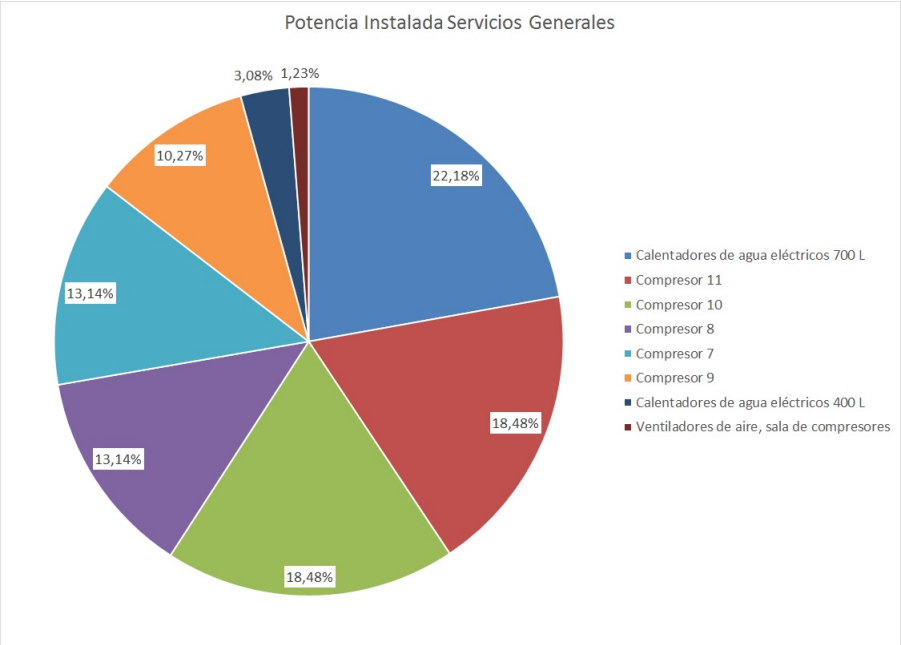


Figura 3.6: Distribución de la potencia total instalada, Área de Servicios Generales. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.*

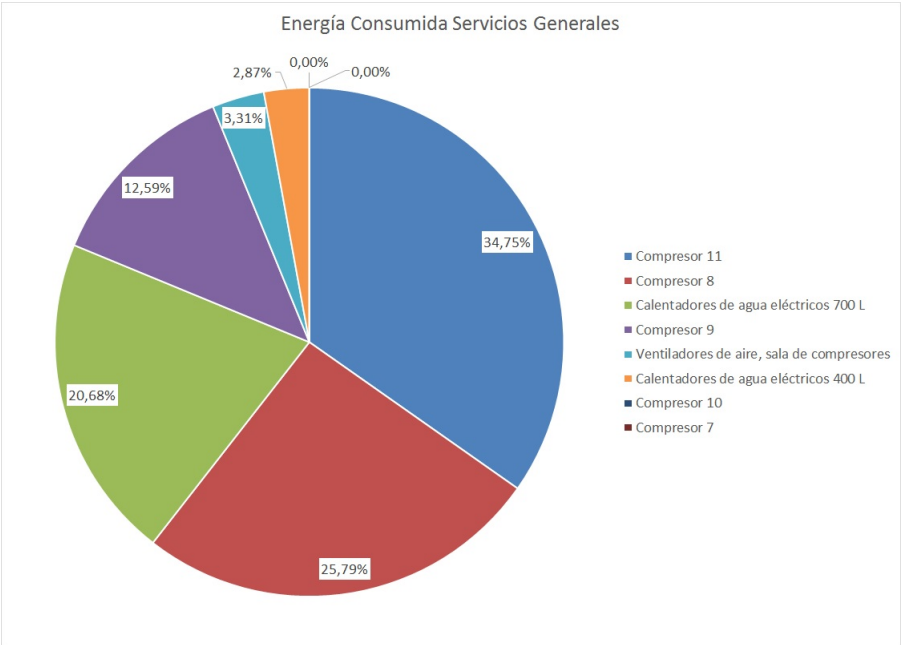


Figura 3.7: Distribución del consumo mensual aproximado por equipo, Área de Servicios Generales. *Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.*

Se obtiene de los gráficos que los calentadores de agua de 700 L tienen mayor presencia en lo que a potencia significa. Sin embargo, el compresor N° 11 (que corresponde a uno de 90 kW) es el que

mayor cantidad de energía consume, seguido por el compresor N° 8 (64 kW), y en tercer lugar, la batería de calentadores de 700 L. El consumo energético de la batería de compresores es del 73,13 % del total del Área de Servicios Generales (lo que equivale al 26,07 % del consumo de la planta); mientras que la batería de calentadores utiliza un 23,55 % de la energía de dicha sección (un 8,40 % del consumo de la planta).

Los gráficos anteriores apuntan a que el trabajo se debe enfocar en la batería de compresores, no obstante, se tiene conocimiento de que en la planta se encuentran desarrollando proyectos de optimización del uso de los compresores, muy relacionados con los proyectos del área de envasado. En consecuencia el estudio se enfocará la batería de calentadores de agua.

3.3. Calentadores eléctricos de agua

El desarrollo de gestión de demanda energética, entonces, se desarrollará en los equipos encargados de proporcionar agua caliente para procesos y uso sanitario.

Para comenzar con el desarrollo de alguna optimización, primero se hará una descripción de lo que corresponde a la instalación de calentadores eléctricos, para posteriormente incurrir en la búsqueda de posibles soluciones, al basarse en experiencias nacionales e internacionales, finalmente evaluar técnica y económicamente la solución en cuestión al caso en estudio a modo de estudio de pre-factibilidad.

3.3.1. Configuración de los equipos

Como se dijo anteriormente, la planta cuenta con 9 equipos calentadores de agua, 4 de 700 L y 5 de 400 L. A continuación, se presenta una tabla con la distribución de los equipos:

Tabla 3.1: Distribución de la batería de calentadores eléctricos. *Fuente: Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.*

Equipos	Capacidad [L]	Ubicación	Uso
6	2 x 700; 4 x 400	2° piso	Encargados de abastecer de agua caliente al baño de hombre del mismo nivel, y una estación de lavado de equipos.
2	1 x 700; 1 x 400	2° piso	Abastecen de agua caliente al baño de mujeres del mismo nivel.
1	1 x 700	4° piso	Entregan agua caliente al casino y las duchas del respectivo nivel. También abastecen la estación de lavado de equipos y el laboratorio en dicho nivel.

La planta cuenta con un total de 37 duchas a lo largo de sus instalaciones. Éstas se utilizan de forma intensiva al término de cada jornada laboral. Las instalaciones sanitarias se distribuyen de la siguiente forma.

Tabla 3.2: Distribución de las instalaciones sanitarias de la planta. *Fuente: Elaboración propia, basada en la base de datos de la planta.*

Cantidad	Ubicación	Sistema térmico
2	1° piso	Cálefont (2x 10 [L/min])
15	2° piso	Calentador eléctrico
10	2° piso	Calentador eléctrico
6	4° piso	Cálefont (4x 15 [L/min])
4	4° piso	Cálefont (2x 10 [L/min]) + calentador eléctrico

Dentro del mismo ámbito, es relevante la consideración de quienes utilizan estas instalaciones. La dotación de la planta es de alrededor de 380 trabajadores, los que se desenvuelven en las diversas áreas de la empresa. A continuación se detalla la distribución del personal en las distintas áreas de la empresa.

Tabla 3.3: Distribución del personal de la planta. *Fuente: Elaboración propia, basada en la base de datos de la empresa.*

Área	Cantidad
Producción	231
Mezclado	65
Calidad	19
Jefaturas	20
Bodega	15
Mantención	30
Total aprox.	**380**

De la dotación, el personal en Jefaturas no utiliza el sistema de duchas, y solo forma parte de las actividades en el turno de la mañana. Los otros 340 trabajadores se distribuyen en proporción 6:4 en los turnos de mañana y noche, respectivamente. Por lo que se tienen aproximadamente 204 y 136 empleados en mañana y noche. Finalmente, el sistema se diseñará para 340 usuarios.

3.3.2. Evaluación comparativa

Teniendo en cuenta la situación problemática, la que se definiría como obtención de agua caliente para procesos y uso sanitario, se procede al análisis comparativo, con el fin de obtener la posible solución a partir de la experiencia de otras empresas en rubros similares.

3.3.2.1. Nivel nacional

Dentro de la industria de alimentos, la ASOCIACIÓN de Empresas de Alimentos de Chile (2012) propone una serie de soluciones enfocadas a distintos procesos y etapas en la industria de alimentos. En sus primeras páginas indica entre otras cosas, una tabla con los potenciales ahorros, según el tipo de solución que se aplique, lo que entrega una idea de cuánto se podría economizar si se implementa alguna de las propuestas aquí señaladas.

Tabla 3.4: Ahorros potenciales según costos de inversión y periodos de pago. *Fuente: ASOCIACIÓN de Empresas de Alimentos de Chile (2012).*

Ahorro potencial	Costes de inversión y periodos de pago
5 a 15 %	sin costo de inversión, sólo mejorando la mantención. **Ejemplo:** eliminar o reducir fugas de agua, vapor y aire comprimido, interruptores, iluminación, cambiar los set up de operación de algunos equipos, motores de alta eficiencia, recuperación de condensado de calderas.
15 a 30 %	Con bajo costo de inversión y periodos de pagos menores a 5 años. **Ejemplo:** aislación de cañerías, reducción de factor de potencia, recuperación de purgas de calderas, economizador en calderas, eficiencia de calderas y cocedores, evaporadores, etc.
30 a 50 %	Con costos de inversión mayores y períodos de retorno superiores a 5 años. **Ejemplo:** aislación en calderas, cocedores, evaporadores, generación de biogás a partir de biomasa, sistemas de cogeneración a partir de biomasa o para satisfacer las cargas térmicas de calor o enfriamiento, etc.

El manual ofrece alternativas de solución para las áreas eléctrica, térmica, y el uso de energías renovables no convencionales.

La sección enfocada al uso eficiente de energía térmica posee soluciones principalmente para plantas que operen con procesos de generación de vapor, y en vista que la planta en estudio no posee caldera, las soluciones propuestas no se podrán llevar a cabo.

En la sección de energías renovables no convencionales se menciona como solución el uso de un sistema de agua caliente solar, planteando como problemática el uso de energía para calentarla en el sistema de calderas. Esta solución se podría llevar a cabo, ya que si bien es cierto la planta no cuenta con caldera, si emplea una alta cantidad de energía eléctrica, por lo que el consumo de energía existe ya sea electricidad o gas.

Para este caso, la solución sería utilizar este sistema para pre-calentar el agua de uso sanitario y de procesos, permitiendo reducir la carga al sistema eléctrico y permitir en consecuencia, un ahorro en energía eléctrica, disminuir la presencia en hora punta y ahorro en combustible.

Para una instalación de 50 m^2 como área de colección y demanda de 1.000.000 Mcal/año, se estima una inversión de $90.000.000 CLP, permitiendo un ahorro energético anual de $25.000.000 CLP,

con un periodo de retorno de 44 meses.

La propuesta ofrecida es tentadora, pero es necesario estudiar el comportamiento del sistema adecuándose a las condiciones de la región y obviamente al consumo que se realiza en la planta.

Dentro de este manual, también se encuentran soluciones relacionadas con los sistemas de calderas, como por ejemplo: recuperación de condensados, recuperación de calores residuales en chimeneas y evaporadores, utilización de biomasa. Sin embargo, al no contar con caldera, estas alternativas no pueden ser implementadas.

3.3.2.2. Nivel internacional

En el ámbito internacional, se tiene un amplio abanico de posibles soluciones en lo que respecta a aplicaciones industriales. MURRAY (2015) explica en su presentación las ventajas de implementar sistemas solares a lo largo del país, como consecuencia de los favorables índices de radiación solar registrados.

Dentro de los ejemplos señalados, se encuentra una fábrica de lácteos en Grecia, donde se ha empleado un sistema de agua caliente solar para la limpieza de equipos y pre-calentar el agua de alimentación de la caldera. Al emplear un área de 727 m^2 de colectores solares, esta empresa ha logrado un ahorro de 900 MWh anuales de energías convencionales. Otra industria analizada es la de la carne, en Austria. En este caso, la aplicación fue similar al caso griego. Utilizando un área de 1.067 m^2 esta empresa austriaca logró un ahorro de 56.000 litros de petróleo anuales.

Por otra parte, la empresa española SOLICLIMA (2015) destaca las ventajas de la implementación de sistemas de agua caliente solar, al señalar como ejemplo uno de sus proyectos realizados. Indica también el creciente interés de las industrias en implementar energías renovables no convencionales por el beneficio económico y de prestigio que involucra.

A nivel internacional, también se habla bastante de lo que es cogeneración, equipos que utilizan biomasa como combustible, renovación de máquinas.

3.4. Sistema de agua caliente solar

De los casos revisados tanto a nivel nacional como internacional, la solución que más se adapta a la problemática planteada según la condición de la planta es la de implementar un sistema de colectores solares para calentar el agua de uso sanitario y el agua de procesos.

La energía solar se considera como una fuente de energías renovables. El Sol provoca fenómenos en el planeta, los que mediante los equipos y máquinas adecuadas, transforman la energía de dichos fenómenos (viento, radiación solar, ciclo del agua) en energía útil para la humanidad. Estas fuentes de energía poseen un gran potencial, sin embargo, no son constantes, presentan intermitencias a lo largo del periodo en estudio y su comportamiento no es igual a lo largo y ancho del planeta (KALOGIROU, 2009).

Durante las últimas dos décadas se han estado desarrollando e investigando tecnologías en el campo de las energías renovables, las que cada vez son más rentables frente a la alternativa convencional, el petróleo y derivados. Adicionalmente, el empleo de este tipo de energía trae una serie de beneficios, tanto económicos, sociales, políticos, y no menor, ambientales.

Dentro de las categorías que menciona KALOGIROU (2009) en su texto, el proyecto a desarrollar caería dentro de ahorro energético, ya que disminuiría el consumo de energía eléctrica y gas natural.

Por otro lado, el agua caliente sanitaria es una necesidad para asegurar el confort en las sociedades actuales. No solamente en los hogares, sino que en las industrias y trabajos, es necesario contar con las instalaciones y recursos para poder entregar un servicio adecuado, cumpliendo con la demanda exigida por los usuarios.

Sin embargo, el agua caliente sanitaria es un bien que implica el uso de dos recursos escasos, como son el agua y energía. Actualmente, la sociedad está cada vez más consiente de la escasez de ambos, por lo que se busca plantear soluciones que cubran la demanda de necesidades, pero a la vez ocupen de forma eficiente la energía y el agua (MINISTERIO de Energía, 2010b).

Una de las soluciones para la problemática anterior, y la del problema en estudio, es el uso de agua caliente solar. En este ámbito, existen múltiples tipos de instalaciones. El dimensionado y uso de cada una varía según los requisitos de cada aplicación, como también de la ubicación geográfica en donde se encuentre la instalación.

Los sistemas solares térmicos se encargan de transformar la energía radiante proveniente del Sol en energía térmica. Esta energía se acumula en forma de agua caliente. Si la temperatura del agua es la óptima para la aplicación, puede utilizarse inmediatamente, caso contrario, el agua caliente preparada

por el colector pasa a un sistema auxiliar, donde mediante energías convencionales (gas o electricidad) el agua alcanza la temperatura requerida (MINISTERIO de Energía, 2010b). La siguiente figura muestra el esquema de una instalación de agua caliente solar.

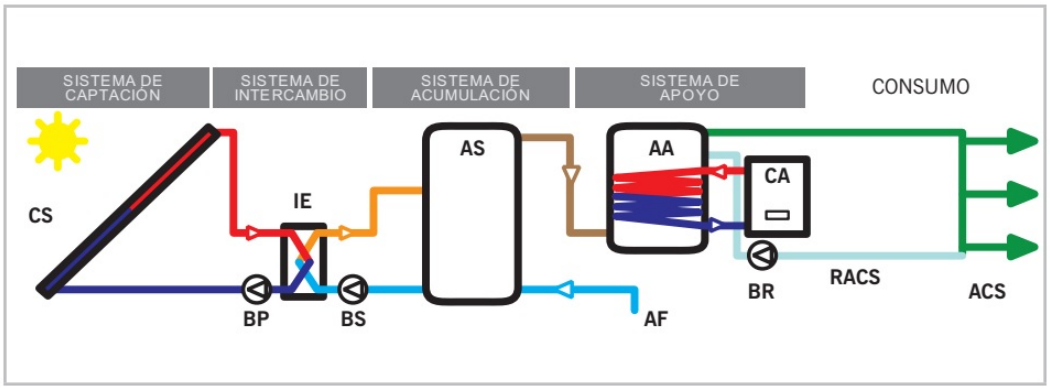


Figura 3.8: Denominación de los subsistemas de una instalación solar. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

El sistema está compuesto de una serie de subsistemas, los que se detallan a continuación (MINISTERIO de Energía, 2010b):

- **Sistema de captación:** Mediante el colector solar **CS**, transforma la radiación incidente del sol en energía térmica de un fluido de trabajo.
- **Sistema de intercambio:** mediante un intercambiador de calor **IE**, transfiere la energía del fluido de trabajo del circuito primario, al agua de consumo en el circuito secundario.
- **Sistema de acumulación:** Almacena el agua caliente que proviene del intercambiador de calor en un estanque acumulador **AS**.
- **Sistema de apoyo, auxiliar o de respaldo:** De ser necesario por la aplicación, mediante una fuente de energía convencional **CA** y un intercambiador de calor **AA**, el sistema complementa el aporte de energía.
- **Red hidráulica:** Consiste en todos los circuitos de cañerías con sus respectivos aislantes y accesorios. Dentro de este sistema se encuentran también las bombas **BP** y **BS**, encargadas de desplazar los fludos en el sistema primario y secundario respectivamente.
- **Sistema eléctrico y de control:** Se encarga de la correcta sincronía del circuito. Consiste actuadores electromecánicos, termocuplas, microprocesadores, entre otros.

Dentro de un sistema de agua caliente solar se distinguen tres circuitos, tal y como lo describe la siguiente figura:

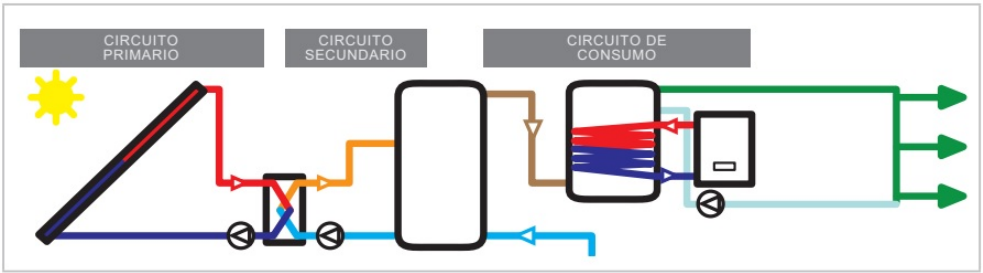


Figura 3.9: Denominación de los circuitos hidráulicos de una instalación solar. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

- **Circuito primario:** Se encarga de conectar los colectores solares y los intercambiadores de calor.
- **Circuito secundario:** Obtiene la energía captada por los colectores mediante el intercambiador de calor, llevando dicha energía mediante el agua de consumo, a los estanques acumuladores.
- **Circuito de consumo:** Compuesto por la red de agua potable, acumuladores, circuito de apoyo y red de distribución para consumo.

3.4.1. Componentes del sistema

3.4.1.1. Colector solar

Es el principal componente del sistema y el elemento más representativo de él. Su función es captar la radiación proveniente del sol, transformarla en energía calórica y transferirla a un fluido de trabajo.

Al estar expuesto a diario a la radiación solar y al ambiente, debe ser un equipo robusto y duradero, diseñado para soportar las exigentes condiciones medioambientales en donde se desenvuelve.

Los colectores se pueden clasificar en dos grandes categorías: colectores solares planos y colectores solares de tubos de vacío (MINISTERIO de Energía, 2010b).

Colector solar plano

Consiste en un panel, generalmente conformado por una cubierta de vidrio y una placa plana, que cumple la función de absorber la energía solar. El absorbedor es una placa metálica de cobre, que según el tratamiento superficial que posea, entrega la capacidad de absorber y generar radiación. Los tratamientos

superficiales pueden ser pintura negra, que entrega gran capacidad de absorción, pero a su vez elevada emisividad; y tratamientos selectivos, como electrodepositaciones de cromo negro, que entregan una alta absorstividad, pero una reducida emisividad (MINISTERIO de Energía, 2010b).

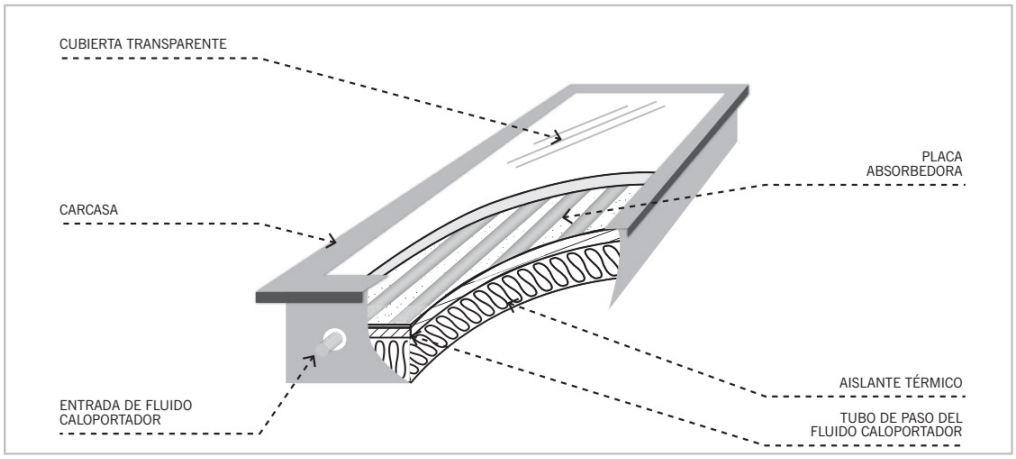


Figura 3.10: Componentes principales de un colector solar plano. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

El principio de funcionamiento del colector está basado en el efecto invernadero. El vidrio de la cubierta posee un alto índice de transmisividad para la luz visible. Parte de esta se refleja en su superficie, mientras que la mayoría incide a través de él y llega a la placa absorbedora. Esta luz es captada y transformada en calor. Al calentarse, la placa emite radiación infrarroja, pero el vidrio no permite la transmisión de este tipo de onda (denominada onda larga) por lo que la radiación se queda dentro del colector.

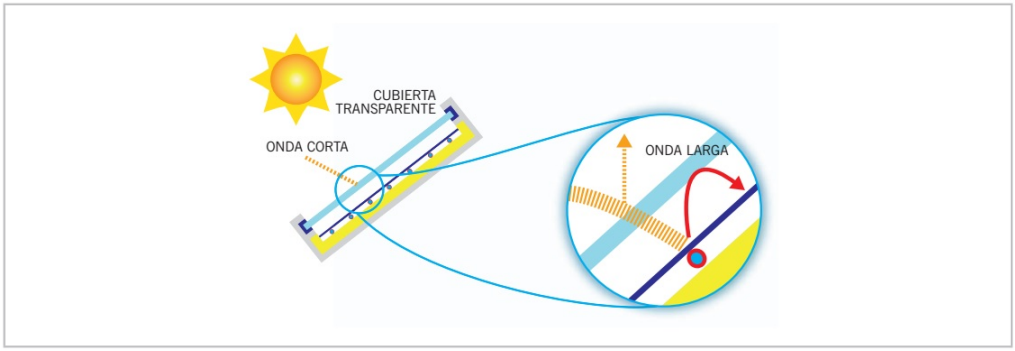


Figura 3.11: Efecto invernadero en el colector solar. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

El calor generado en el colector solar debe ser evacuado de alguna forma. Para realizar esta labor existe el circuito hidráulico del absorbedor, el que está compuesto por una configuración de tubos de cobre y por ella circula fluido de trabajo (dependiendo del tipo de instalación, puede ser agua potable para

consumo, o algún fluido caloportador).

El equipo no tendría razón de ser si el calor generado se cediera al ambiente. Por esta razón, en la parte posterior y laterales se coloca un material aislante, el que permite reducir la pérdidas térmicas por conducción.

Finalmente, la carcasa se encarga de mantener todos los internos en su lugar, protegiéndolos de las condiciones exteriores.

Colectores de tubos de vacío

Un tubo de vacío consiste en una configuración de dos tubos de vidrio concéntricos, que en un lado se cierran en forma de media esfera y en el otro se fusionan entre sí. El espacio entre los mantos cilíndricos es evacuado y cerrado de forma hermética, de modo que se produce un aislado por vacío. El tubo exterior es transparente, permitiendo así el paso de la radiación solar al tubo interior, que cumple la labor de absorbedor (SOLEPANEL, 2011). Un conjunto de tubos de vacío conectados en un distribuidor conforman el colector de tubos al vacío.

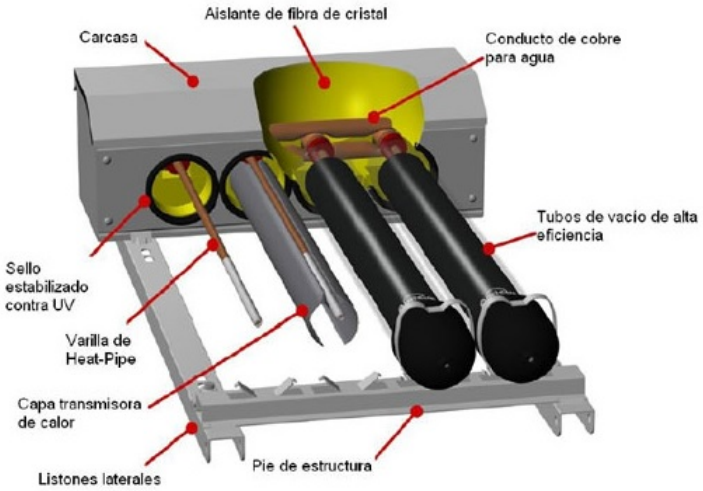


Figura 3.12: Panel de tubos de vacío "heat pipe". *Fuente: SOLEPANEL (2011).*

De las configuraciones de tubos de vacío, existen dos que son de interés:

- **Colector de tubos de vacío de calor ("Heat-Pipe"):** Dentro del tubo evacuado hay un tubo, generalmente de cobre, que posee en su interior un fluido caloportador a la presión adecuada para que éste se evapore y condense dentro de un rango de temperatura determinado. Al absorber calor, parte del fluido se evapora dentro del tubo, ascendiendo hasta el distribuidor. Este distribuidor se

encuentra a menor temperatura que el caloportador, por lo que el caloportador entrega la energía al distribuidor y se condensa, decantando a la base del tubo interior.

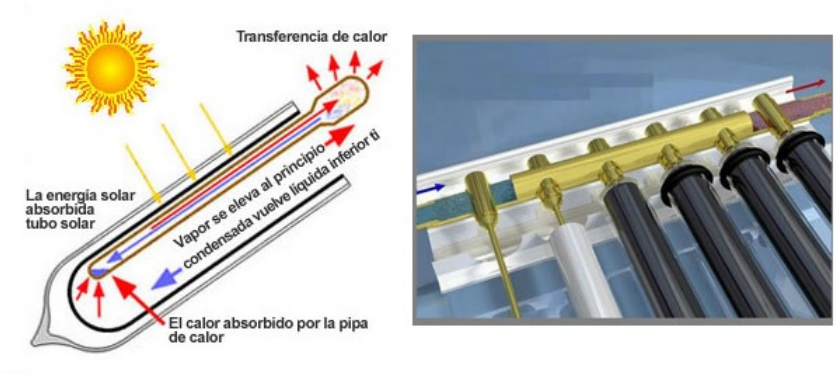


Figura 3.13: Principio de funcionamiento del "heat-pipe" e instalación de cada tubo en el distribuidor (izquierda y derecha respectivamente). *Fuente: SOLEPANEL (2011).*

- **Colector de tubos de vacío en U ("U-Tube"):** En el interior del tubo evacuado hay un tubo con dos conexiones por el que circula el fluido de trabajo. Este fluido entra a baja temperatura recorriendo el tubo en U para salir con una temperatura mayor. Este tubo en U está adosado a un absorbedor de morfología plana.

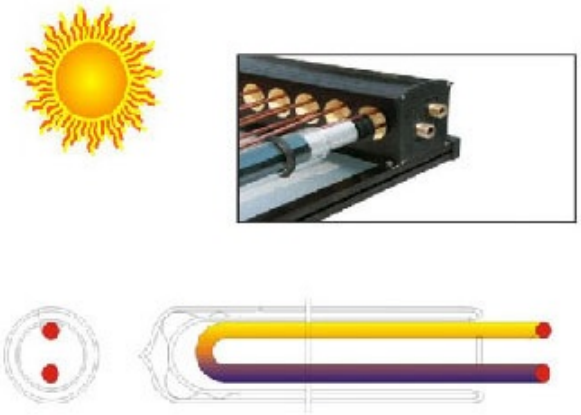


Figura 3.14: Instalación del "U-tube" en distribuidor y principio de funcionamiento(arriba y abajo, respectivamente). *Fuente: SOLEPANEL (2011).*

3.4.1.2. Acumulador

El acumulador es un equipo que se utiliza para almacenar energía en forma de agua caliente, la que se obtiene mediante el sistema solar térmico. El agua se almacena hasta su uso, por lo que el acumulador

debe cumplir con ciertas características (MINISTERIO de Energía, 2010b).

- **Resistencia y durabilidad:** El acumulador debe soportar condiciones extremas de presión, por lo que el sistema debe diseñarse en torno a la presión máxima nominal del acumulador, o éste se debe elegir según la presión máxima nominal del sistema. Debe ser capaz de soportar las temperaturas de trabajo; debe estar protegido contra la corrosión interna, para no alterar la potabilidad del agua.
- **Estratificación:** El fenómeno de estratificación es deseable en los sistemas de agua caliente solar. El agua caliente se encuentra en la parte superior del acumulador, mientras que el agua fría, en la base. Esto, como consecuencia de las densidades, produce un gradiente de temperaturas en el interior del estanque. Es necesario que el proceso de rellenado del acumulador no rompa esta estratificación.
- **Pérdidas térmicas:** Una adecuada aislación, tanto del acumulador como del sistema hidráulico, aumenta notablemente el rendimiento del sistema. Los acumuladores a implementar deben estar totalmente construidos, aislados y terminados en la fábrica, o en su defecto, que el aislamiento térmico se desarrolle de forma efectiva durante en la obra.

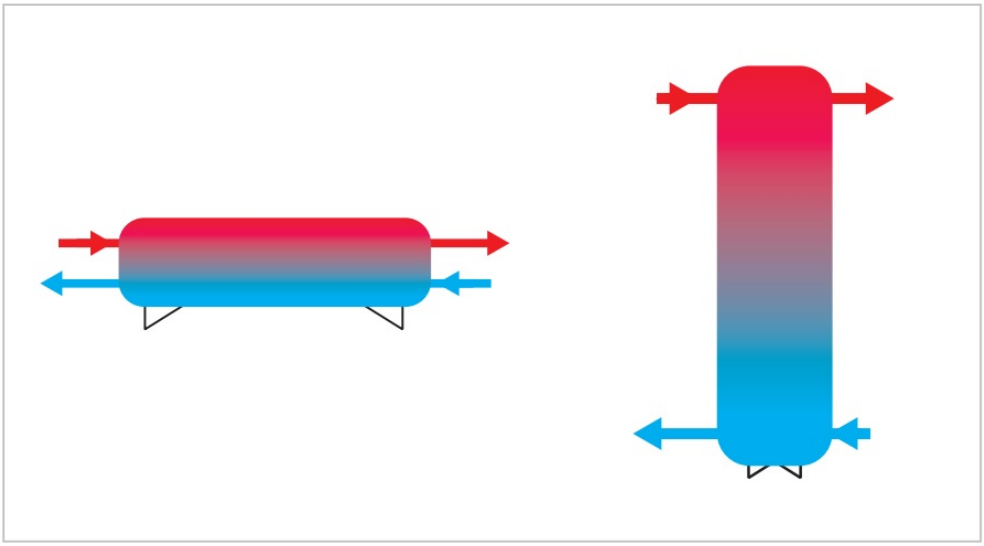


Figura 3.15: Configuración horizontal y vertical para acumuladores, junto con su respectiva estratificación (izquierda y derecha respectivamente). *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

Otros factores a considerar respecto de los acumuladores es su disposición y la disponibilidad de intercambiadores. La disposición de estos puede ser vertical u horizontal, siendo prioritaria la instalación vertical. Ésta favorece en gran medida la estratificación, permitiendo alcanzar mayores temperaturas con menos energía, a diferencia de la disposición horizontal. Se opta por ésta última solo en caso de que la vertical no sea factible, por condiciones físicas en el lugar de instalación (requerimientos de alturas o

distribución de cargas).

En cuanto a la disponibilidad de intercambiadores, permite que dentro del acumulador se realice la función de intercambio de calor y acumulación en un solo equipo. Se puede emplear esta configuración si los requisitos de espacio no permiten el uso intercambiador y acumulador por separado.

3.4.1.3. Red hidráulica

Consiste en los componentes y elementos necesarios para construir los circuitos primario, secundario y de consumo, junto con la respectiva interconexión de equipos.

3.4.1.4. Intercambiador de calor

Es el equipo encargado de conectar el circuito primario con el secundario. En este equipo el calor adquirido en el colector solar pasa del fluido de trabajo del circuito primario al agua de consumo del circuito secundario. Utilizar este equipo en una instalación trae una serie de beneficios, como por ejemplo, permite utilizar fluidos con anticongelantes en el circuito primario, evitando así problemas con las heladas; evita los problemas con las incrustaciones calcáreas; disminuye los riesgos de corrosión al poder utilizar aguas tratadas.

3.4.1.5. Bomba de circulación

Este es el equipo encargado de la circulación del fluido de trabajo en el circuito primario y la recirculación (si existe) en el circuito secundario. Se compone de un motor eléctrico y un rotor seco o húmedo. Es ideal que se elijan de forma que operen siempre en su punto de diseño, bajo los requisitos del sistema solar térmico.

3.4.1.6. Cañerías

Forman parte de la red hidráulica. Interconectan todos los componentes y canalizan el movimiento de los fluidos. Deben ser capaces de cumplir con los requerimientos de presión, temperatura y sanitización que exige el sistema.

3.4.1.7. Estanque de expansión

Dispositivo que se encarga de absorber las variaciones de volumen y presión que presente el circuito, como consecuencia de la variación de temperatura. Es un equipo compuesto de dos secciones

separadas por una membrana elástica. Una sección posee el fluido de trabajo, y la otra posee un gas inerte. Al existir una variación en el volumen, el líquido comprime el aire inerte por medio de la membrana elástica.

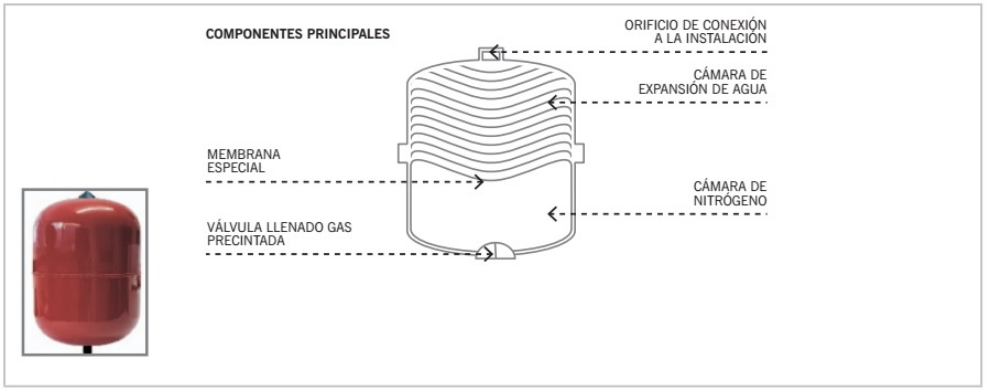


Figura 3.16: Estanque de expansión y sus componentes. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

3.4.1.8. Válvulas

Componentes de la red hidráulica. Se utilizan varias de ellas, entre las que destacan (MINISTERIO de Energía, 2010b):

- **Válvula de esfera o bola:** Se utilizan para abrir o cerrar el paso de fluido, permitiendo aislar componentes dentro del circuito.
- **Válvula de seguridad:** Utilizadas para expulsar fluido hacia el exterior del circuito en el caso de sobrepresión.
- **Válvula antirretorno:** Permite la circulación del fluido en un solo sentido.
- **Válvula de equilibrado:** Controlan y regulan caudales, permitiendo mantener el equilibrio hidráulico dentro del circuito.
- **Válvula de llenado automático:** Se emplea para introducir agua al sistema, manteniendo una presión mínima dentro del circuito primario.
- **Válvula motorizada de 2 ó 3 vías:** Válvulas actuadas por un servomotor del tipo todo-nada que permiten modificar los circuitos en operación.

3.4.1.9. Purgador de aire automático

Dispositivo que permite la extracción de aire de los circuitos. Puede ser manual o automático. Al igual que todos los componentes, debe ser capaz de soportar las temperaturas y presiones de trabajo, por lo que los materiales que los constituyen deben cumplir con las exigencias.

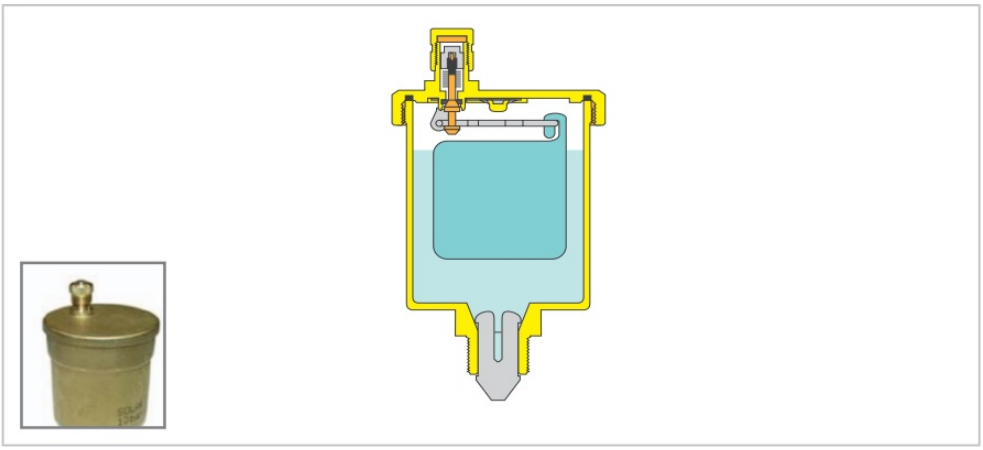


Figura 3.17: Purgador automático de aire. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010b).*

3.4.1.10. Instrumentos y equipos de medición

Siempre es importante conocer cómo operan los equipos y sistemas, por lo que es necesario implementar métodos para determinar los parámetros bajo los que opera el sistema térmico, y obviamente, si se desea automatizar su funcionamiento. Destacan (MINISTERIO de Energía, 2010b):

- **Termómetros:** Permiten conocer la temperatura de operación del circuito primario, secundario, y algún punto de interés dentro del sistema.
- **Manómetros:** Miden la presión de operación del circuito primario, secundario, y algún punto de interés.
- **Caudalímetro:** Entregan el caudal del fluido en la zona donde son instalados.
- **Contadores de energía:** Sistema de lectura compuesto, que utiliza como parámetros la temperatura de dos puntos de interés, la cantidad de fluido circulante en dicha zona, y un equipo de cálculo y proceso de datos que opere las variables.

Adicionalmente, se puede agregar cualquier dispositivo de medición que permita obtener parámetros de relevancia. De esta forma se permite un mayor control de los componentes y equipos de la instalación.

3.5. Análisis de solución

Se ha mencionado que implementar un sistema térmico solar genera una serie de beneficios en distintos niveles, pero es necesario saber si esta alternativa es aplicable para Tresmontes, y si trae consigo los beneficios económicos esperados. Cabe señalar, que en este análisis solo se verá el beneficio económico y técnico asociado con la implementación de un sistema de agua caliente solar, dejando fuera del estudio los impactos sociales y ambientales.

3.5.1. Datos y parámetros operacionales

La situación planteada está asociada con el uso del sistema sanitario de la planta, en específico el uso de agua calientes en duchas; y el uso de agua caliente en proceso de limpieza de equipos y utensilios.

Una de las primeras cosas que hay que saber es el consumo de energía, asociada al agua caliente, que se consume en la instalación. Para esto, MINISTERIO de Energía (2010b) plantea en su manual la siguiente ecuación:

$$L_D = Q_{ACS} \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_U - T_R) \tag{3.1}$$

Donde:

- L_D: Demanda de energía térmica del agua caliente sanitaria [J/día].
- Q_{ACS}: Caudal de agua caliente consumido [m^3/día].
- ρ: Densidad del agua a 25 °C (ρ = 1000 [kg/m^3]).
- C_p: Calor específico a presión constante y 25 °C ($C_p = 4,1868$ [kJ/(kg K)], siempre y cuando se mantenga en estado líquido).
- T_U: Temperatura de uso [°C] (T_U = 40[°C]).
- T_R: Temperatura de entrada de agua fría (red de agua potable) [°C].

Lo anterior corresponde a la demanda de energía útil. Al existir una diferencia de temperatura entre el fluido de trabajo, el agua de consumo, y el ambiente, existe una transferencia de calor hacia éste último a través de los equipos involucrados. Esta transferencia de energía se conoce como pérdidas. Por

lo tanto, la demanda de energía que tendrá que satisfacer el sistema de agua caliente solar será de:

$$L = L_D + L_{loss} \tag{3.2}$$

Donde L_{loss} corresponde a las pérdidas de energía y L la energía total demandada.

Es conocido que a lo largo del año las temperaturas de la red de agua y ambientales varían según los meses y la estación, por lo que la demanda de energía también lo hará, siendo mayor en los meses más fríos. El MINISTERIO de Energía (2010a) posee una norma técnica en la que entrega tabulados los valores para las temperaturas de agua de red y ambientales para cada comuna del país. A continuación, se tabulan los valores correspondientes para la ciudad de Valparaíso.

Tabla 3.5: Temperatura ambiente y de agua de red media mensual. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010a).*

Datos	T_{amb} [°C]	T_{red} [°C]
Enero	22,2	19,1
Febrero	20,1	18,1
Marzo	20,1	18,1
Abril	16,1	16,1
Mayo	12,2	14,1
Junio	10,2	13,1
Julio	9,2	12,6
Agosto	11,2	13,6
Septiembre	13,2	14,6
Octubre	16,2	16,1
Noviembre	19,1	17,6
Diciembre	23	19,5

Para poder determinar la demanda de energía mensual solo faltaría definir el consumo volumétrico de agua caliente de la planta y las pérdidas de energía.

Como se dijo anteriormente, la planta cuenta con 340 personas por día. Se consumen en promedio alrededor de 60 litros de agua en una ducha de 5 minutos (GOBIERNO de Chile, 2015), lo que significa un caudal de 12 L/min de una mezcla de agua fría y caliente. Se considerará para el análisis un flujo de agua caliente de 7 L/min. Según información entregada por el personal, alrededor de un 10 % de la dotación de empleados trabaja en un sector en contacto con sustancias químicas, por lo que en promedio se duchan unos 15 minutos. El resto de la dotación realiza esta actividad en 10 minutos promedio. La siguiente fórmula entrega el volumen de consumo e agua caliente.

$$Q_{ACS} = Q_{unitario} \cdot N_{uso} \cdot t_{uso} \tag{3.3}$$

Donde:

- $Q_{unitario}$: Caudal de agua caliente ($Q_{unitario}$ = 7 [L/min]).
- N_{uso}: Cantidad de duchas por turno (N_{uso} = 340 [ducha/día]).
- t_{uso}: Tiempo promedio que dura cada ducha ($t_{uso} = 10,5$ [min/ducha]).

El caudal obtenido con esta ecuación corresponde volumen de agua caliente consumido al día. Luego, los resultados de consumo de agua caliente son $Q_{ACS,dia}$ = 24,990 L/día , es decir, 25 m^3/día.

En cuanto a las pérdidas térmicas asociadas al sistema, se tiene que existen tanto en el sistema de estanques acumuladores, como en la red hidráulica. Para el estanque acumulador se considerará que sus pérdidas son un 10 % de la energía requerida, ya que son estanques de capacidades diferentes y están ubicados en distintos sectores dentro de la planta.

Para la red hidráulica, las pérdidas se determinarán según la siguiente ecuación (ÇENGEL, 2007).

$$\dot{Q} = \frac{T_{in} - T_{\infty}}{R_{total}} \tag{3.4}$$

Donde:

- $\dot{Q}$: Flujo de calor [J/s].
- T_{in}: Temperatura interior del tubo [°C].
- T_{∞}: Temperatura ambiente [°C].
- R_{total}: Resistencia total [K/W].

Para este caso, R_{total} se determinará de la siguiente forma (ÇENGEL, 2007).

$$R_{total} = R_{k,Cu} + R_{k,aislante} + R_{conv} \tag{3.5}$$

Donde, en general:

$$R_k = \frac{ln\left(\frac{r_{out}}{r_{in}}\right)}{2\pi lk} \tag{3.6}$$

$$R_{conv} = \frac{1}{h2\pi r_{out} l} \tag{3.7}$$

Donde:

- r_{out}: Radio exterior del tubo [m] (r_2 para el cobre, r_3 para el aislante).
- r_{in}: Radio interior del tubo [m] (r_1 para el cobre, r_2 para el aislante).
- l: longitud total del tubo [m].
- k: Coeficiente de conducción térmica [W/(K m)].
- h: Coeficiente de convección del aire [W/(K m^2)].

La siguiente figura esquematiza la sección transversal de la tubería con su aislante. También se muestra los parámetros considerados en las ecuaciones anteriores.

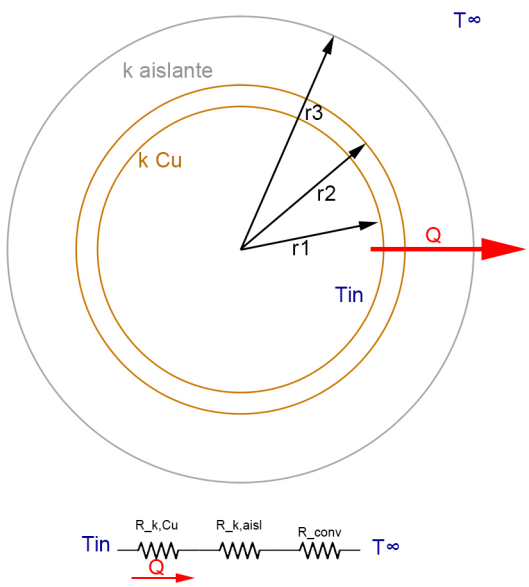


Figura 3.18: Configuración para determinar pérdidas términcas en tubería. *Fuente: Elaboración propia.*

En la instalación se implementarán alrededor de 70 [m] de tuberías de cobre de 1 pulgada de diámetro nominal, se analizará el uso de tubos tipo "L"[4]. Como aislante se empleará tubos de polietileno, para diámetro nominal 1 pulgada y 15 mm de espesor[5]. Se supondrá una temperatura interior (T_{in}) para el tubo de cobre de 80 °C. En consecuencia, se tienen los siguientes datos:

[4]Más información en <http://www.nacobre.com.mx/download/ayudas/manual_tecnico_cobre.pdf>, página 3. [consulta:01 diciembre 2016].

[5]Más información en <http://www.btob.cl/datosproductos/descargas/26.JPG>. [consulta:01 diciembre 2016].

Tabla 3.6: Valores para los parámetros de cada elemento involucrado. *Fuente: Elaboración propia*.

Parámetro	Cobre	Aislante	Aire
r_{in} [m]	0,013	0,014	-
r_{out} [m]	0,014	0,029	0,029
l [m]	70	70	70
k [W/(K m)]	401	0,035	-
h [W/(K m^2)]	-	-	13,5

Luego, reemplazando los valores de la tabla 3.5 en las ecuaciones 3.3 (T_R como T_{red}) y 3.4 (T_∞ como T_{amb}) se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 3.7: Demanda energética diaria para cada mes. *Fuente: Elaboración propia*.

Datos	L_D [GJ/dia]	L_{loss} [GJ/dia]	L_{dia} [GJ/dia]
Enero	2,19	0,33	2,52
Febrero	2,29	0,35	2,64
Marzo	2,29	0,35	2,64
Abril	2,50	0,38	2,88
Mayo	2,71	0,41	3,12
Junio	2,81	0,42	3,23
Julio	2,87	0,43	3,29
Agosto	2,76	0,41	3,17
Septiembre	2,66	0,40	3,06
Octubre	2,50	0,38	2,88
Noviembre	2,34	0,35	2,70
Diciembre	2,14	0,33	2,47

Para L_{loss} se utilizó la siguiente ecuación:

$$L_{loss} = 0{,}1 \cdot L_D + 1{,}2 \cdot \dot{Q} \cdot 3600 \cdot 24 \tag{3.8}$$

Cada valor fue modificado por un factor de conversión de unidades. Para el caso de $\dot{Q}$, se aplicó un factor del 20 % para considerar otros posibles efectos que provoquen pérdidas.

3.5.2. Recurso energético

El siguiente punto a analizar es el como cubrir la demanda exigida. El sistema térmico solar utiliza como principal fuente de energía el Sol. Pero éste no entrega la misma cantidad de energía en cada punto del planeta, ni a lo largo del año.

Para desarrollar el análisis se requiere de información geográfica, la que se entrega en la norma técnica del MINISTERIO de Energía (2010a)

- **Región:** Valparaíso.
- **Provincia:** Valparaíso.
- **Comuna:** Valparaíso.
- **ID:** 332.
- **Latitud media (S)(L):** -33°.
- **Zona climática:** D.
- **Inclinación de colectores (β):** 33° en dirección norte.

La inclinación utilizada es la recomendada para demandas constantes a lo largo del año (MINISTERIO de Vivienda y Urbanismo, 2014).

La cantidad de energía recibida, en plano inclinado, se determina mediante la siguiente ecuación (MIR, 2013):

$$\bar{H}_T = \bar{R} \cdot \bar{H}_{TH} \tag{3.9}$$

Donde:

$$\bar{R} = \left(1 - \frac{\bar{H}_D}{\bar{H}_T}\right) \cdot \bar{R}_B + \frac{\bar{H}_D}{\bar{H}_T} \cdot \left(\frac{1 + cos(\beta)}{2}\right) + \rho_G \cdot \left(\frac{1 - cos(\beta)}{2}\right) \tag{3.10}$$

Y

$$\bar{H}_{TH} = \frac{R_{Gm} \cdot 3{,}6}{N} \tag{3.11}$$

Comenzando con $\bar{H}_{TH}$, la ya citada norma técnica posee los valores tabulados de R_{Gm} para las ciudades del país. Los valores para Valparaíso se presentan el la tabla 3.8. La tabla 3.9 posee los valores de la cantidad de días por mes y los días típicos de cada uno.

Utilizando los valores de la tabla 3.8 y 3.9 en la ecuación 3.11, se obtienen los valores de $\bar{H}_{TH}$ para cada mes.

Tabla 3.8: Radiación solar global media mensual sobre superficie horizontal. *Fuente: MINISTERIO de Energía (2010a).*

Datos	R_{Gm} [kWh/m^2]
Enero	193,02
Febrero	151,24
Marzo	133,24
Abril	88,67
Mayo	60,89
Junio	48,00
Julio	56,78
Agosto	79,00
Septiembre	106,11
Octubre	145,78
Noviembre	174,35
Diciembre	194,24

Tabla 3.9: Día típico recomendado para los meses y valores de N por mes. *Fuente: DUFFIE (2013).*

Datos	N	Día típico	N_{tip}	δ [°]
Enero	31	17	17	-20,92
Febrero	28	16	47	-12,95
Marzo	31	16	75	-2,42
Abril	30	15	105	9,41
Mayo	31	15	135	18,79
Junio	30	11	162	23,09
Julio	31	17	198	21,18
Agosto	31	16	228	13,45
Septiembre	30	15	258	2,22
Octubre	31	15	288	-9,60
Noviembre	30	14	318	-18,91
Diciembre	31	10	344	-23,05

Respecto de la ecuación 3.10, se tiene lo siguiente (SALDIVIA Salazar, 2016a):

$$\frac{\bar{H}_D}{\bar{H}_T} = \begin{cases} 1{,}391 - 3{,}560\bar{K}_T + 4{,}189\bar{K}_T^2 - 2{,}137\bar{K}_T^3 & si \quad h_{ss} \leq 81{,}4° \\ \\ 1{,}311 - 3{,}022\bar{K}_T + 3{,}427\bar{K}_T^2 - 1{,}821\bar{K}_T^3 & si \quad h_{ss} > 81{,}4° \end{cases} \tag{3.12}$$

Que corresponde a la fracción difusa, y

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}_{TH}}{\bar{H}_{ET}} \tag{3.13}$$

Que es el índice de claridad.

$\bar{H}_{ET}$ corresponde a la radiación extraterrestre. Ésta se puede obtener de la siguiente tabla (KALO-

GIROU, 2009).

Tabla 3.10: Insolación extraterrestre diaria promedio en superficie horizontal [MJ/m^2] (Extracto). *Fuente: KALOGIROU (2009).*

Latitud [°]	30(S)	33(S)	35(S)
Enero	43	43,12	43,2
Febrero	39,5	38,78	38,3
Marzo	34,1	33,14	32,5
Abril	27,2	25,76	24,8
Mayo	21,4	19,72	18,6
Junio	18,7	16,96	15,8
Julio	19,8	18,12	17
Agosto	24,5	23	22
Septiembre	31,1	29,96	29,2
Octubre	37,5	36,9	36,5
Noviembre	41,9	41,9	41,9
Diciembre	43,7	44	44,2

La tabla original no incluye los valores para la latitud en estudio (33° Sur), por lo que se extrapolaron de los valores existentes.

Sustituyendo los valores de $\bar{H}_{ET}$ para 33° (S) de la tabla 3.10, en la ecuación 3.13, se obtienen los valores de $\bar{K}_T$ para cada mes.

Para completar la ecuación 3.12, es necesario conocer el valor de h_{ss}, el que se puede obtener de la siguiente forma (MIR, 2013):

$$h_{ss} = cos^{-1}\left(-tan(L) \cdot tan(\delta)\right) \tag{3.14}$$

Utilizando los valores de δ de la tabla 3.9, se puede obtener el h_{ss} para cada mes; y en consecuencia, al comparar h_{ss} con las condiciones de la ecuación 3.12, se puede obtener la fracción difusa del mes respectivo.

De vuelta en la ecuación 3.10, $\bar{R}_B$ se define de la siguiente forma (MIR, 2013).

$$\bar{R}_B = \frac{cos(L \pm \beta) \cdot cos(\delta) \cdot sen(h'_{ss}) + (\pi/180) \cdot h'_{ss} \cdot sen(L \pm \beta) \cdot sen(\delta)}{cos(L) \cdot cos(\delta) \cdot sen(h_{ss}) + (\pi/180) \cdot h_{ss} \cdot sen(L) \cdot sen(\delta)} \tag{3.15}$$

Donde:

$$h'_{ss} = min\{h_{ss}, cos^{-1}\left(-tan(L \pm \beta) \cdot tan(\delta)\right)\} \tag{3.16}$$

Con lo anterior, se encuentran los valores de $\bar{R}_B$ mensuales.

El entorno de la instalación está constituido por edificios, ya que las dependencias de la empresa se encuentran en el centro de Valparaíso; y en sus cercanías se encuentra el mar. En base a lo anterior, se utilizará un índice de $\rho_G = 0{,}3$ (SALDIVIA Salazar, 2016b).

Con todo lo anterior se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3.11: Valores calculados para h_{ss}, h'_{ss} y $\bar{R}_B$ mensuales. *Fuente: Elaboración propia.*

Datos	h_{ss} [°]	h'_{ss} [°]	$\bar{R}_B$ [-]
Enero	104,37	90,00	0,84
Febrero	98,59	90,00	0,96
Marzo	91,57	90,00	1,14
Abril	83,82	83,82	1,42
Mayo	77,23	77,23	1,72
Junio	73,93	73,93	1,90
Julio	75,42	75,42	1,81
Agosto	81,06	81,06	1,53
Septiembre	88,56	88,56	1,24
Octubre	96,31	90,00	1,01
Noviembre	102,86	90,00	0,87
Diciembre	106,04	90,00	0,81

Tabla 3.12: Resultados para las radiaciones y parámetros mensuales. *Fuente: Elaboración propia.*

Datos	$\bar{H}_{TH}$ [MJ/m^2]	$\bar{H}_{ET}$ [MJ/m^2]	$\bar{K}_T$ [-]	$\bar{H}_D/\bar{H}_{TH}$ [-]	$\bar{R}$ [-]	$\bar{H}_T$ [MJ/m^2]
Enero	22,42	43,12	0,52	0,41	0,90	20,09
Febrero	19,45	38,78	0,50	0,43	0,97	18,77
Marzo	15,47	33,14	0,47	0,46	1,06	16,46
Abril	10,64	25,76	0,41	0,52	1,18	12,59
Mayo	7,07	19,72	0,36	0,55	1,30	9,18
Junio	5,76	16,96	0,34	0,58	1,35	7,79
Julio	6,59	18,12	0,36	0,55	1,35	8,89
Agosto	9,17	23,00	0,40	0,50	1,25	11,46
Septiembre	12,73	29,96	0,43	0,51	1,10	14,04
Octubre	16,93	36,90	0,46	0,47	0,99	16,80
Noviembre	20,92	41,90	0,50	0,43	0,91	19,12
Diciembre	22,56	44,00	0,51	0,42	0,88	19,84

3.5.3. Cálculo del sistema solar térmico

Existen diversos métodos y formas para realizar el cálculo y diseño para los sistemas de agua caliente solar. Uno de los métodos que permite obtener un acercamiento al dimensionado es el "f-Chart".

El método “f-Chart” estima el desempeño térmico anual para sistemas térmicos activos. Se espera que el método sea aplicado comúnmente en aplicaciones residenciales. Bajo este punto de vista, el método sería aplicable en el caso en estudio, ya que se estudia la demanda de energía consumida por concepto de duchas y limpieza de utensilios.

Esta forma de diseño es una correlación de cientos de simulaciones del desempeño térmico de sistemas de colección solar. El resultado entrega el valor de f, que corresponde a la fracción mensual de la demanda de energía térmica (para calentamiento de agua y climatización de ambientes), proveniente del Sol, como función de dos parámetros adimensionales (DUFFIE, 2013).

Los sistemas diseñados por este método pueden ser empleados por: calentamiento de agua y aire; calentamiento de aire; y calentamiento de agua.

Los números adimensionales utilizados por el método son los siguientes:

$$X = \frac{A_C F'_R U_L (T_{ref} - \bar{T}_{amb}) \Delta t}{L} \tag{3.17}$$

$$Y = \frac{A_C F'_R (\overline{\tau\alpha}) \bar{H}_T N}{L} \tag{3.18}$$

Donde:

- A_C: Área de colección [m^2].
- F'_R: Factor de eficiencia del intercambiador de calor del colector [-].
- U_L: Coeficiente global de pérdidas del colector [W/m^2 K].
- Δt: Número de segundos en el mes [s].
- $\bar{T}_{amb}$: Temperatura ambiental promedio mensual [°C].
- T_{ref}: Temperatura de referencia empírica (100 [°C]).
- L: Demanda mensual total de energía [J].
- $\bar{H}_T$: Radiación promedio mensual incidente en el colector [J/m^2].
- N: Días mensuales [-].
- $(\overline{\tau\alpha})$: Producto emisividad-absorstividad mensual promedio [-].

Las ecuaciones anteriores se pueden reescribir de la siguiente forma:

$$X = F_R U_L \times \frac{F'_R}{F_R} \times (T_{ref} - \bar{T}_{amb}) \times \Delta t \times \frac{A_c}{L} \tag{3.19}$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \times \frac{F'_R}{F_R} \times \frac{(\overline{\tau\alpha})}{(\tau\alpha)_n} \times \bar{H}_T N \times \frac{A_c}{L} \tag{3.20}$$

El método "f-Chart" es válido mientras los números adimensionales se muevan dentro de un rango determinado (MINISTERIO de Energía, 2010b). Los valores son: $0 < Y < 3$, y $0 < X < 18$.

El valor de X se ve modificado si la capacidad de almacenamiento en estudio es diferente a la del modelo. Adicionalmente, si el sistema se utiliza solo para agua caliente sanitaria, el factor X recibe otro modificador en el que se consideran las temperaturas de agua de red y las de consumo. Finalmente, el número X queda de la siguiente forma:

$$X_C = X \cdot \left(\frac{V_{real}}{75[L/m^2]} \right)^{-0,25} \cdot \frac{11,6 + 1,18 \cdot T_U + 3,86 \cdot T_{red} - 2,32 \cdot \bar{T}_{amb}}{100 - \bar{T}_{amb}} \tag{3.21}$$

Luego, para sistemas líquidos se tiene que:

$$f = 1,029 \cdot Y - 0,065 \cdot X - 0,245 \cdot Y^2 + 0,0018 \cdot X^2 + 0,0215 \cdot Y^3 \tag{3.22}$$

Lo que corresponde a la fracción solar mensual (con un valor máximo de 1).

A continuación, se determina lo que corresponde la fracción solar anual F, de la siguiente forma:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^{12} f_i \cdot L_i}{\sum_{i=1}^{12} L_i} \tag{3.23}$$

Donde:

- $f_i \cdot L_i$: Corresponde al aporte solar mensual [GJ/mes].
- L_i: Es la demanda energética mensual [GJ/mes].

Como X e Y dependen de las propiedades de cada colector solar, los resultados se expondrán en la subsección siguiente, donde se hará la evaluación económica y obtendrá el área óptima para cada instalación.

3.5.4. Evaluación económica

Según la evaluación comparativa desarrollada anteriormente, existe una alta posibilidad de que el proyecto en estudio sea factible tanto técnica como económicamente, sin embargo, es necesario saber hasta que punto se obtiene el beneficio máximo asociado a la implementación del proyecto. Para esto, se analizarán los gastos asociados al sistema convencional y se contrastarán con los gastos asociados al proyecto.

3.5.4.1. Energías convencionales

El servicio sanitario de Tresmontes Lucchetti basa su suministro de agua caliente en calentadores eléctricos y cálefont. Estos equipos consumen parte de la energía eléctrica y el gas natural con el que la empresa abastece sus procesos.

A partir de la información encontrada en las facturas de las respectivas empresas, se puede obtener los costos energéticos[6]:

Energía eléctrica

- **Consumo mensual promedio:** 262.383 [kWh/mes].
- **Costo unitario promedio:** $68,47 [CLP/kWh].
- **Consumo anual calentadores:** 264.396 [kWh/año].
- **Costo anual calentadores (aproximado):** $18.100.000 [CLP/año].

Gas natural

- **Consumo mensual promedio:** 1.839 [$m^3_{corregido}$/mes].
- **Costo unitario promedio:** $374,79 [CLP/$m^3_{corregido}$].
- **Consumo anual cálefont[7]:** 14.130 [$m^3_{corregido}$/año].
- **Costo anual termos (aproximado):** $5.300.000 [CLP/año].

Para determinar los costos actuales, se considera adicionalmente un 2 % de la suma de gastos en electricidad y gas, por concepto de mantención de equipos.

[6]Considerando el periodo enero-diciembre 2015.

[7]Basado en la información disponible en: <http://www.enargas.gov.ar/SimuladorConsumos/Tabla.php>. [consuta: 8 diciembre 2016].

En cuanto a la variación del costo de la energía, se considerará un aumento del 5 % anual, basado en el comportamiento del precio de mercado observado entre febrero de 2014 y febrero de 2015 (GENERADORAS de Chile, 2015).

3.5.4.2. Proyecto

El proyecto contribuirá parte o la totalidad de la energía requerida para entregar el suministro de agua caliente. Esta fracción es entregada por el algoritmo de "f-Chart" y depende de cada colector solar analizado. Por lo tanto, los consumos energéticos de electricidad y gas se verán reducidos en un F %.

Dentro del análisis del proyecto, también se considera una mantención de equipos convencionales (al igual que el caso de costos actuales) y una mantención del sistema de agua caliente solar. Este costo será del 1 % anual del costo total de la inversión y crecerá un 5 % anual.

Para la inversión como tal, se sabe que los colectores y estanques acumuladores son aproximadamente la mitad del valor total del proyecto (35 % colectores, 20 % acumuladores), los accesorios (como bombas de recirculación, kits de expansión, válvulas, entre otros) ocupan un 20 %, dejando un 25 % para lo que corresponde a mano de obra e instalación (BRUNMAN Matas, 2016).

En cuanto a la tasa de descuento a aplicarse en el proyecto, ésta será de un 10 %, al tratarse de un proyecto que implementa una nueva tecnología conocida (MARÍN González, 2015). El proyecto se evaluará en un plazo de 20 años.

Tanto la fracción solar anual F y el costo de la inversión estarán en función del área de colección. El ahorro se definirá de la siguiente forma:

$$Ahorro = VAN_{proyecto} - VAN_{actual} \tag{3.24}$$

Si el ahorro es > 0, entonces el proyecto es factible, caso contrario, no lo es. El área óptima se dará cuando el ahorro sea máximo, siendo corregida posteriormente por el área máxima disponible en la planta, en caso de que la óptima supere a la disponible.

Solepanel

La empresa Solepanel[8] ofrece amplio catálogo de equipos para diversas aplicaciones solares.

[8]Para mayor información visitar <http://www.solepanel.cl/prodaguacaliente.html>. [consulta: 10 diciembre 2016].

Para esta aplicación, se consultó por colectores solares del tipo “Heat Pipe”, colectores planos y estanques acumuladores de agua. Se implementarán 10 estanques de 2.000 L, lo que complementa la capacidad de almacenamiento ya disponible y cubre la demanda diaria de agua caliente. Para el colector tipo “Heat Pipe”, las características técnicas son: U_L = 2,31 [W/(m^2 K)] y $(\overline{\tau\alpha})$ = 0,71 [-].

Después de analizar el comportamiento de la fracción solar anual y el ahorro en intervalos de 5 m^2, se obtiene el siguiente gráfico.

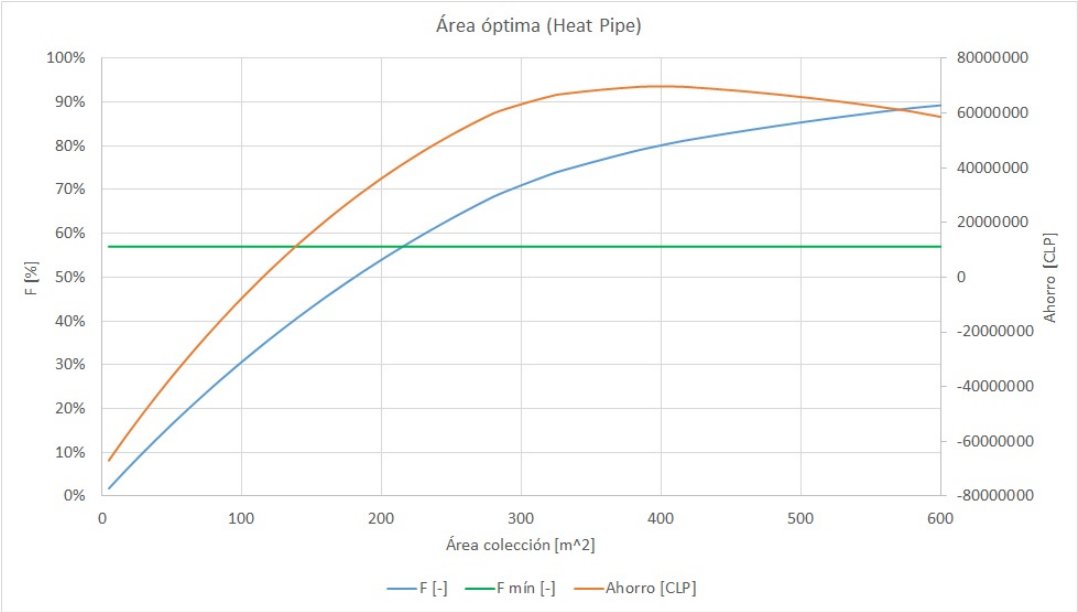


Figura 3.19: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.*

Para esta configuración, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3.13: Resultados óptimos para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
400	0,801	$69.700.000	13	$15.900.000

Tabla 3.14: Detalle de costos asociados a la inversión para colectores “Heat Pipe” ofrecidos por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$175.181	213	$37.470.000
Estanques (20 %)	$5.139.000	10	$51.390.000
Accesorios (20 %)	$34.800.000	-	$34.790.000
Mano de obra (25 %)	$40.400.000	-	$40.390.000
Total			$164.040.000

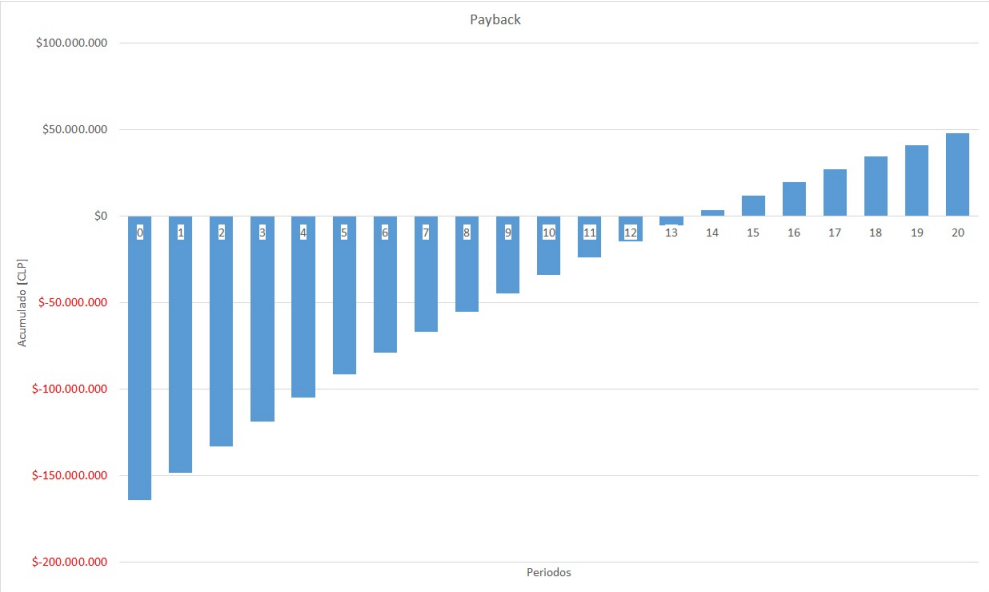


Figura 3.20: Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia*.

Por otro lado, las características para el colector plano ofrecido por la misma empresa, y sus resultados, son los siguientes: U_L = 0,505 [W/(m^2 K)] y $(\overline{\tau\alpha})$ = 0,718 [-].

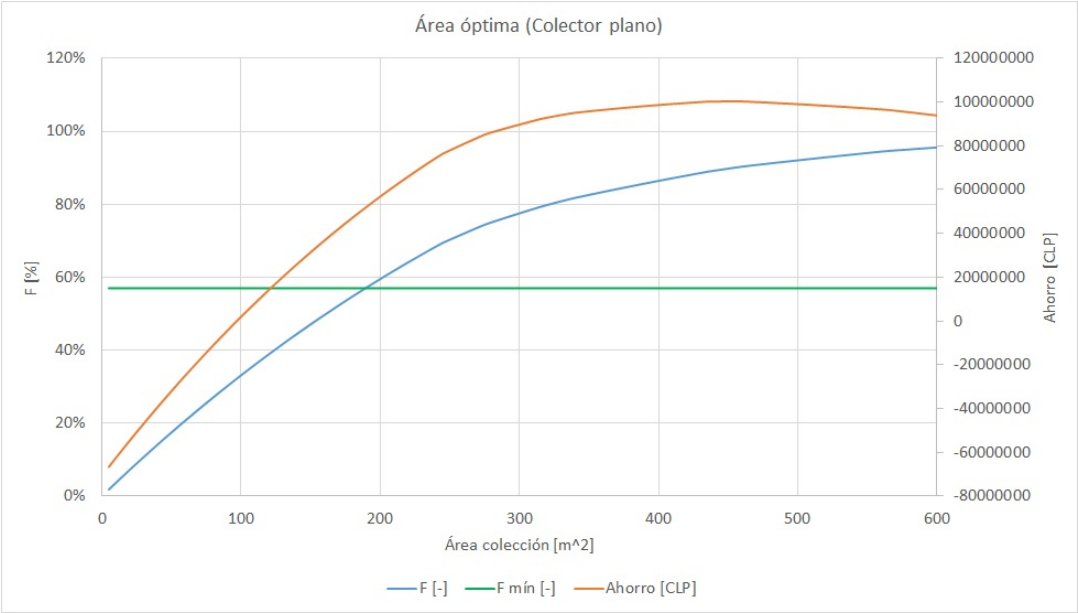


Figura 3.21: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia*.

Tabla 3.15: Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
460	0,903	$100.320.000	11	$18.150.000

Tabla 3.16: Detalle de costos asociados a la inversión para colectores planos ofrecidos por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 143.317	247	$ 35.450.000
Estanques (20 %)	$ 5.139.000	10	$ 51.390.000
Accesorios (20 %)	$ 34.010.000	-	$ 36.010.000
Mano de obra (25 %)	$ 39.470.000	-	$ 39.470.000
Total			$ 162.320.000

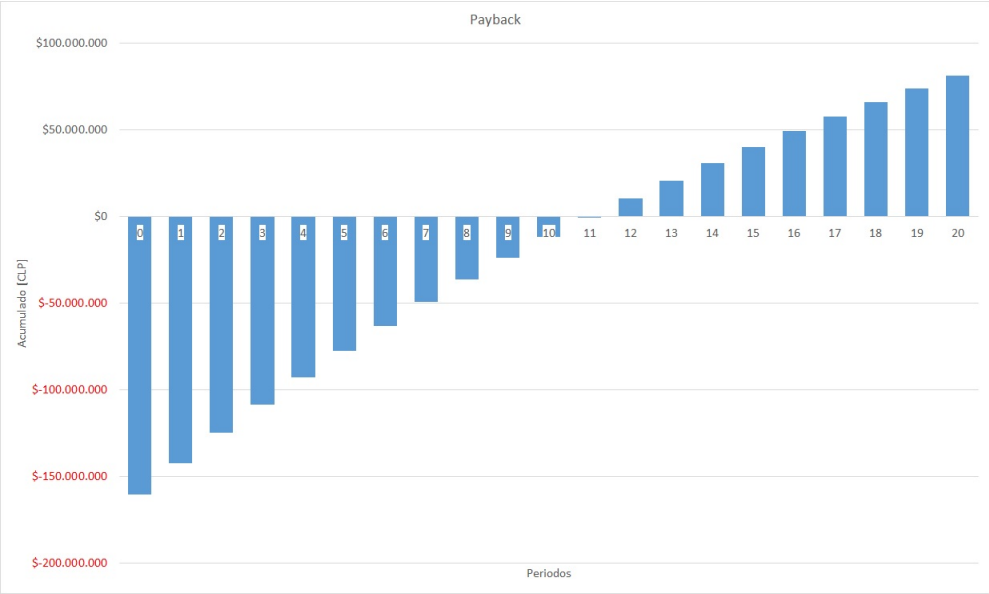


Figura 3.22: Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Elaboración propia.*

Esol

Otra empresa dentro del rubro de la comercialización de equipos y servicios solares es Esol[9]. Al igual que para Solepanel, se consultó por colectores de tipo "Heat Pipe" y plano, junto con la capacidad necesaria para cumplir con el almacenamiento requerido. Se implementarán 40 estanques acumuladores de 500 [L]. El colector "Heat Pipe" tiene las siguientes características: U_L = 1,08 [W/(m^2 K)] y $(\overline{\tau\alpha})$ = 0,714 [-]. A continuación, los resultados para este colector:

[9]Para más información visitar <http://www.esol.cl/productos.php?subcat=5> y <http://www.esol.cl/productos.php?subcat=6>. [consulta: 12 diciembre 2016].

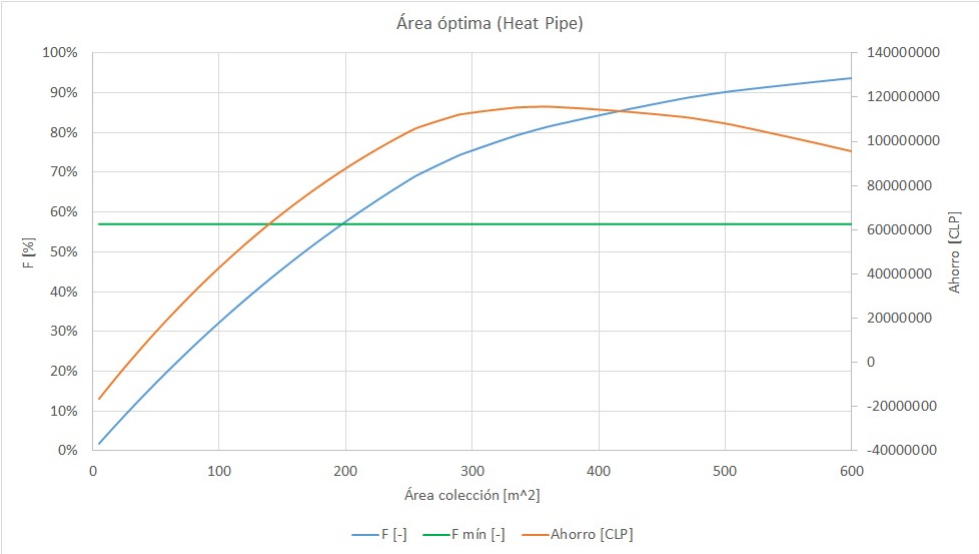


Figura 3.23: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

Los resultados son:

Tabla 3.17: Resultados óptimos para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
355	0,811	$ 115.750.000	8	$16.500.000

Tabla 3.18: Detalle de costos asociados a la inversión para colectores tipo "Heat Pipe" ofrecidos por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 330.000	125	$ 41.250.000
Estanques (20 %)	$ 610.000	40	$ 24.400.000
Accesorios (20 %)	$ 25.880.000	-	$ 25.880.000
Mano de obra (25 %)	$ 29.840.000	-	$ 29.840.000
Total			$ 121.370.000

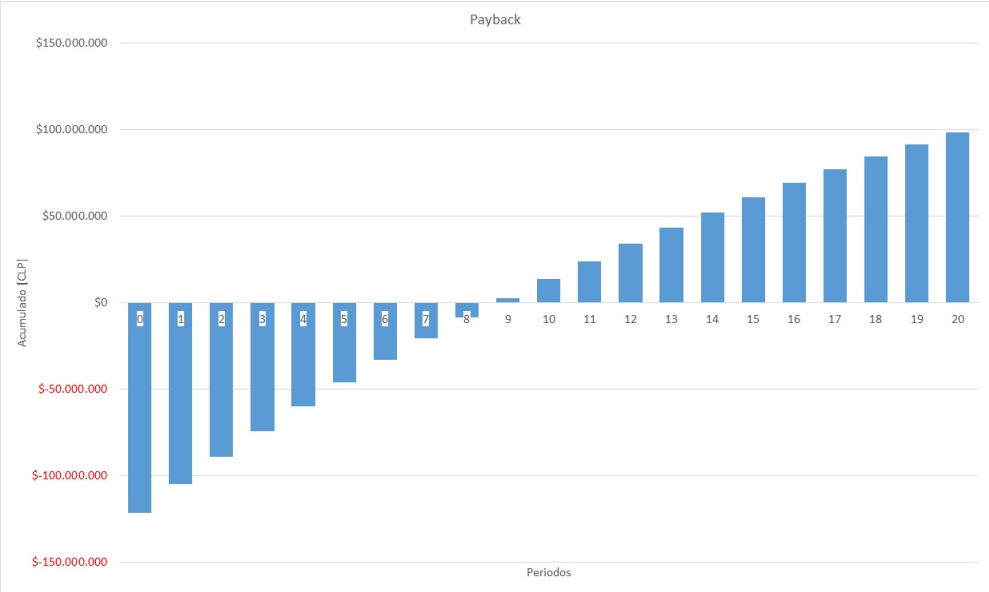


Figura 3.24: Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

Por otro lado, el colector tipo plano ofrecido por Esol no posee información detallada para lo que corresponde a las pérdidas lineales y eficiencia óptica, por lo que se supondrá que son similares al del panel ofrecido por Solepanel siendo U_L = 0,5 [W/(m^2 K)] y $(\overline{\tau\alpha})$ = 0,72 [-]. Los resultados obtenidos son los siguientes:

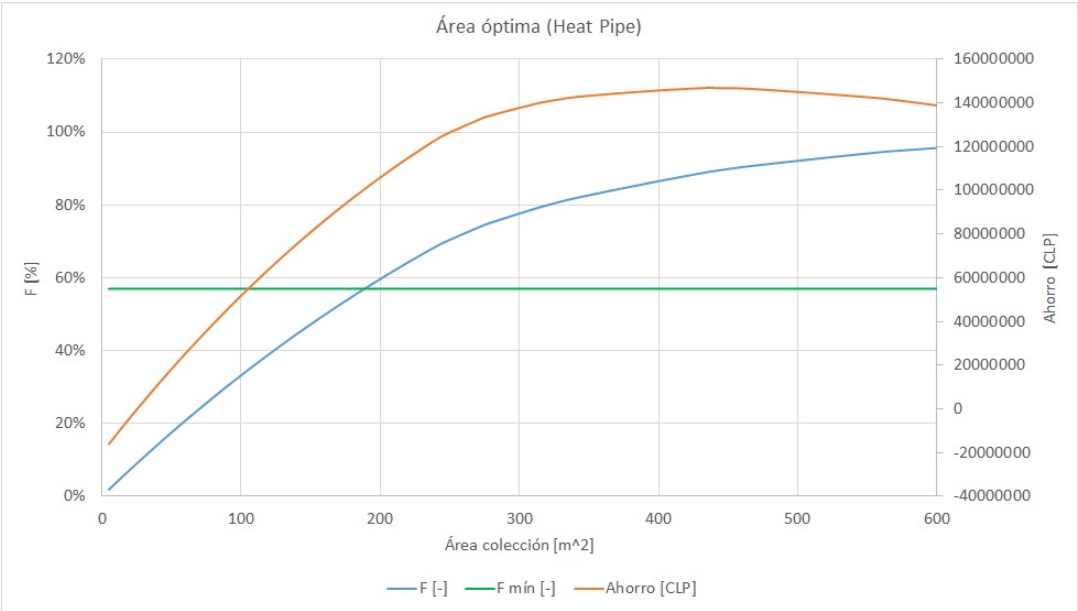


Figura 3.25: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

Tabla 3.19: Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
435	0,890	$ 146.870.000	6	$18.310.000

Tabla 3.20: Detalle de costos asociados a la inversión para colectores plano ofrecidos por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 189.000	189	$ 35.750.000
Estanques (20 %)	$ 610.000	40	$ 24.400.000
Accesorios (20 %)	$ 23.770.000	-	$ 23.770.000
Mano de obra (25 %)	$ 27.340.000	-	$ 27.340.000
Total			$ 111.260.000

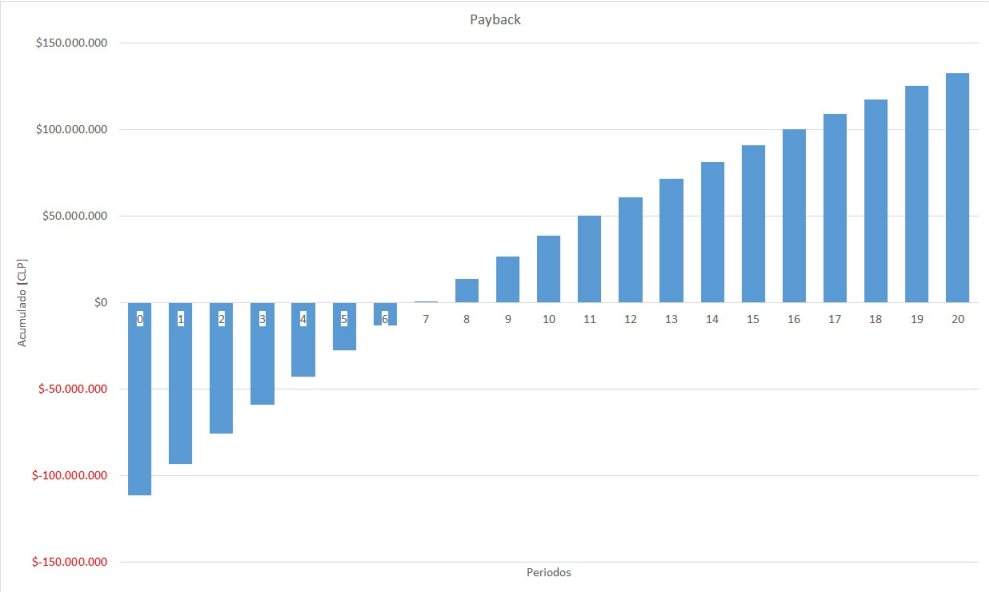


Figura 3.26: Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

3.5.5. Análisis

A partir de los resultados y gráficos obtenidos para los paneles analizados, se obtiene el siguiente resumen.

Tabla 3.21: Resumen de propiedades óptimas para los colectores y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia*.

Heat pipe					
	$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
Solepanel	400	0,801	$ 69.700.000	13	$ 15.900.000
Esol	355	0,811	$ 115.750.000	8	$16.500.000
Colector plano					
	$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
Solepanel	460	0,903	$ 100.320.000	11	$ 18.150.000
Esol	435	0,890	$ 146.870.000	6	$ 18.310.000

Tabla 3.22: Resumen de detalle de inversión para los colectores y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia*.

Heat pipe		
Ítem	Solepanel	Esol
Colectores (35 %)	$ 37.470.000	$ 41.250.000
Estanques (20 %)	$ 51.390.000	$ 24.400.000
Accesorios (20 %)	$ 34.790.000	$ 25.880.000
Mano de obra (25 %)	$ 40.390.000	$ 29.840.000
Total	$164.040.000	$121.370.000
Colector plano		
Ítem	Solepanel	Esol
Colectores (35 %)	$ 35.450.000	$ 35.750.000
Estanques (20 %)	$ 51.390.000	$ 24.400.000
Accesorios (20 %)	$ 34.010.000	$ 23.770.000
Mano de obra (25 %)	$ 39.470.000	$ 27.340.000
Total	$162.320.000	$111.260.000

Se puede apreciar que de los dos tipos de colectores analizados (“heat pipe” y colector plano) el que genera un mayor ahorro anual corresponde al colector plano, que también coincide con el ahorro máximo en el periodo de evaluación (20 años).

Dentro de la misma empresa, los costos de inversión entre un sistema u otro no son muy diferentes, por lo que en el caso de optar por algún sistema en particular por las características que éste presente, el costo no conllevaría una mayor justificación.

Desde el punto de vista de periodos de retorno “payback” los sistemas ofrecidos por la empresa Esol serían los que encabezarían la lista de prioridades, siendo el sistema más beneficioso el de colector plano y sus accesorios. Este sistema también trae consigo el mayor ahorro anual o total dentro del periodo

de evaluación, sin embargo, es el segundo que más área superficial requiere para su instalación.

Se puede apreciar que el ítem que hace poco rentable las opciones ofrecidas por Solepanel corresponde a los estanques acumuladores. En ambos sistemas, este ítem es casi el doble de costoso que las alternativas que presenta Esol. Por lo que si se utiliza la capacidad de almacenamiento ofrecida por Esol junto con los colectores consultados en Solepanel, se tendrían dos alternativas competitivas, e incluso más factibles que lo ofrecido por Esol, para ambos casos. Desde esta perspectiva, los periodos de retorno de inversión rondarían entre 5 a 8 años, y posiblemente, el sistema de colectores planos de Solepanel (sin acumulación) más los estanques acumuladores de Esol serían los que encabezarían la lista de alternativas a elegir.

Con los resultados actuales, se puede decir que implementar el sistema de ducha solar es relativamente factible, esto como consecuencia de los periodos de retorno de inversión. Se tiene conocimiento que para instalaciones de similares dimensiones, el "payback" ronda los 5 años (BRUNMAN Matas, 2016), por lo que desde ese punto de vista, la alternativa más aplicable sería el sistema de colector plano ofrecido por Esol. La limitante para implementar este sistema sería el área disponible para realizar la instalación y las políticas internas de la empresa en lo que corresponde a inversiones. Técnicamente, el sistema debería cumplir con los requerimientos y resultados planteados, siendo posibles causas de no cumplimiento los factores externos (climáticos) o el uso que se le de al sistema, que no haya sido estipulado en los parámetros operacionales.

3.6. Sistema de energía eléctrica solar

En vista de los resultados anteriores, se evaluará otra posible solución con el fin de reducir el consumo eléctrico de la planta.

Ya se vio en secciones anteriores que implementar energía solar en procesos productivos es atractivo y puede llegar a ser factible, dependiendo de la naturaleza de la aplicación que se busque mejorar. La solución a desarrollar buscará satisfacer la problemática planteada en la sección 3.3, sin embargo, esta vez se al generar la energía utilizada por los calentadores eléctricos mediante paneles fotovoltáicos.

3.6.1. Evaluación comparativa

El concepto que se busca aplicar para la solución de este problema es el de "Net Billing" o generación distribuida. Mediante la instalación de paneles solares, el usuario recibe un suministro de energía eléctrica solar durante el día, pudiendo consumirla de forma total o parcial. En caso de haber

excedentes de energía, estos son inyectados a la red, convirtiendo al usuario en un pequeño generador de energía eléctrica utilizando los métodos no convencionales. Al estar acoplado a la red eléctrica convencional, el usuario consume energía proveniente de ésta última durante las horas en las que no hay sol o cuando sea necesario, por lo que no se requiere del uso de medios de almacenamiento (baterías). (MER, 2016d).

Este concepto comenzó su aplicación en el año 2014, junto con el inicio de vigencia de la Ley 20.571 y el Decreto Supremo 71 del Ministerio de Energía. Esta Ley permite a los usuarios regulados a generar y consumir su propia energía eléctrica, y a la vez permite también vender los excedentes, si es que existen. La ley tiene algunos requisitos, los de mayor relevancia son tener una capacidad instalada menor a 2.000 kW y que el sistema de generación con energías renovables tenga una potencia instalada menor a 100 kW nominal (MINISTERIO de Energía, 2016).

Nivel internacional

Este concepto se ha aplicado en Alemania, México, Portugal. En Alemania, bajo el nombre de "Feet in", el gobierno apoya e incentiva los proyectos de energías renovables, con especial énfasis en los fotovoltáicos. Los excedentes pueden ser vendidos y entregados a la red, a cambio de un precio de venta igual al del suministro más un 5 o 10 %. En México, los excedentes entregados por el usuario forman parte de una especie de cuenta de ahorro, en donde lo aportado en forma no convencional puede ser utilizado posteriormente en forma convencional (MER, 2016d).

Alemania y Portugal tienen ya un poco más de una década implementando esta idea. Al ser países donde se consume grandes cantidades de energía, este concepto ayuda a descarbonizar la matriz energética y hacerla sustentable y cada vez más independiente de los combustibles fósiles, cosa que a Chile no le vendría nada mal tomando en cuenta que la mayoría de sus fuentes fósiles son extranjeros (MER, 2016c).

Nivel nacional

En las cercanías de la planta número dos de Tresmontes, en la comuna de Quilpué, se encuentran las dependencias de Knop Laboratorios, la primera empresa en generar energía eléctrica para autoconsumo y venta de excedentes a la red de Chilquinta Energía. Las tres plantas de Knop utilizan energía proveniente del Sol para desarrollar sus procesos productivos, siendo este proyecto uno de los más importantes en cuanto a la utilización de energías renovables no convencionales desde la entrada en vigencia de la Ley 20.571. Este proyecto trae ahorros del orden del 90 % en lo que respecta al uso de energía eléctrica, ya que

la instalación logra satisfacer hasta dicho porcentaje. Las instalaciones de los laboratorios consisten en 3 sistemas sobre tres de las dependencias. Una planta de 100 kW, otra de 75 kW y una de 25 kW ubicadas en el edificio principal, una sobre la bodega y finalmente sobre la planta de alimentos, respectivamente (MER, 2016a).

Por otro lado, se están desarrollando proyectos para implementar techos solares en edificios públicos. Esta iniciativa, llamada Programa Techos Solares Públicos (PTSP) tiene como objetivo realizar aportes en la maduración del mercado fotovoltáico orientado al autoconsumo, permitiendo así al Gobierno y Sector Público a dar el ejemplo en la adopción de energías limpias. Una de las aplicaciones es el techo solar del Centro Cultural Gabriela Mistral. Con sus 100 kW de capacidad instalada, genera la energía suficiente para abastecer a 70 casas, 1500 luminarias públicas, 82 funciones de artes escénicas o musicales o 75 actividades de formación de audiencias al año. Éste forma parte de los ya 40 edificios públicos que han implementado este concepto en sus dependencias a lo largo del país (MER, 2016b).

3.6.2. Requisitos energéticos

Recordando lo visto en la sección 3.2, La batería de calentadores eléctricos utiliza un 8,40 % del total de energía consumido por la planta (264.400 kWh anuales), teniendo una capacidad instalada de 123 kW. La planta cuenta con una capacidad instalada de 1.554 kW, teniendo una potencia suministrada por Chilquinta de 730 kW y 728 kW para los años 2015 y 2016 respectivamente.

Se tiene en resumen, un consumo de 264.400 kWh al año por concepto de calentamiento de agua, los equipos que se encargan de esta labor poseen una capacidad instalada de 123 kW. Se sabe que los equipos funcionan en promedio 8 horas al día, por lo que los excedentes generados por el sistema fotovoltáico pueden ser utilizados en los otros procesos desarrollados en la planta, o vendidos durante los días en que no haya actividades productivas.

La tabla 3.23 muestra el consumo energético mensual y diario (aproximado) asociado al calentamiento de agua.

En cuanto a la fuente de energía, ésta es la misma que se ha mostrado en la sección 3.5.2, considerando los mismos parámetros geográficos y disponibilidad energética asociada a la zona en cuestión.

Tabla 3.23: Consumos diario y mensual asociado a calentadores de agua eléctricos para el año 2015. *Fuente: Elaboración propia, basado en base de datos de la empresa.*

Mes	Consumo diario [kWh]	Consumo mensual [kWh]
enero	771,46	23915,39
febrero	854,12	23915,39
marzo	788,80	24452,81
abril	658,34	19750,35
mayo	585,10	18138,07
junio	667,30	20019,06
julio	580,77	18003,72
agosto	606,77	18809,85
septiembre	730,00	21900,04
octubre	706,99	21916,84
noviembre	783,74	23512,32
diciembre	969,75	30062,18

3.6.3. Cálculo del sistema y evaluación económica

Este análisis se desarrollará de manera diferente al planteado con el sistema solar térmico. Como la Ley 20.571 permite un máximo de 100 kW de generación, es probable que el área óptima de colección implique una potencia instalada mayor que lo permitido por dicha Ley. El análisis se hará para la potencia requerida (123 kW) y para le máximo permitido por la Ley (100 kW).

Mediante una herramienta en linea desarrollada por la UNIVERSIDAD de Chile (2016) se determinará la generación mensual de los colectores ofrecidos por las diferentes empresas. A partir de esto, se determinará la generación mensual de la batería de equipos a utilizar. La energía generada por el banco de paneles fotovoltáicos se contrastará con la demandada por la batería de calentadores y se determinará la fracción solar, para luego determinar el ahorro asociado a implementar tecnología solar.

La energía consumida mensual estará dada por la cantidad de calentadores eléctricos que compongan el sistema. La carga estará dada por la siguiente ecuación:

$$L_{sist} = L_{mes} \tag{3.25}$$

Donde:

- L_{sist}: Consumo mensual del sistema [kWh].
- L_{mes}: Consumo mensual de la batería de calentadores eléctricos [kWh].

Para la generación, la herramienta en línea entregará la generación mensual para un panel fotovol-

táico. A partir de esto, se obtendrá la generación mensual para la batería de paneles.

$$G_{bateria,mes} = G_{mes} \cdot C \tag{3.26}$$

La ecuación 3.26 entrega lo generado mensualmente por C paneles del mismo tipo.

Para este análisis se considerarán solo los gastos eléctricos asociados al consumo de los calentadores eléctricos. Considerando para el caso sin proyecto, una mantención del 1 % del total de consumo eléctrico, para los equipos convencionales. Para el caso con proyecto, el porcentaje de mantención de equipos convencionales se mantendrá, se agregará un ítem de mantención del sistema fotovoltáico (equivalente al 0,5 % de la inversión) y el gasto en energía eléctrica se verá reducido por la fracción solar anual F.

$$F = \frac{\sum_{i=1}^{12} G_i}{\sum_{i=1}^{12} L_{sist,i}} \tag{3.27}$$

En cuanto a la inversión, la mayor parte de ésta se ve en los paneles como tal. Se considerará que éstos forman un 75 % del total de la inversión, un 10 % en lo que concierne a accesorios y un 15 % para mano de obra.

Esol

Nuevamente se consulta en Esol[10] en búsqueda de equipos necesarios para desarrollar este estudio.

Se ha seleccionado un panel fotovoltáico con las siguientes características:

- **Eficiencia del módulo:** $\eta = 0{,}1548$ [-].
- **Coeficiente de temperatura:** $\gamma = -0{,}403$ [-/°C].
- **Potencia:** $P = 0{,}3$ [kW].

La herramienta de la UNIVERSIDAD de Chile (2016) entrega para este panel los resultados señalados en la figura 3.27.

De la información obtenida en la figura ya mencionada, se puede extrapolar el aporte energético de una batería de paneles fotovoltáicos, con sus respectivos costos asociados. La figura 3.28 muestra el comportamiento del ahorro y la fracción solar anual en función del área de colección.

[10]Para mayor información visitar <http://www.esol.cl/productos.php?subcat=15>. [consulta: 13 diciembre 2016].

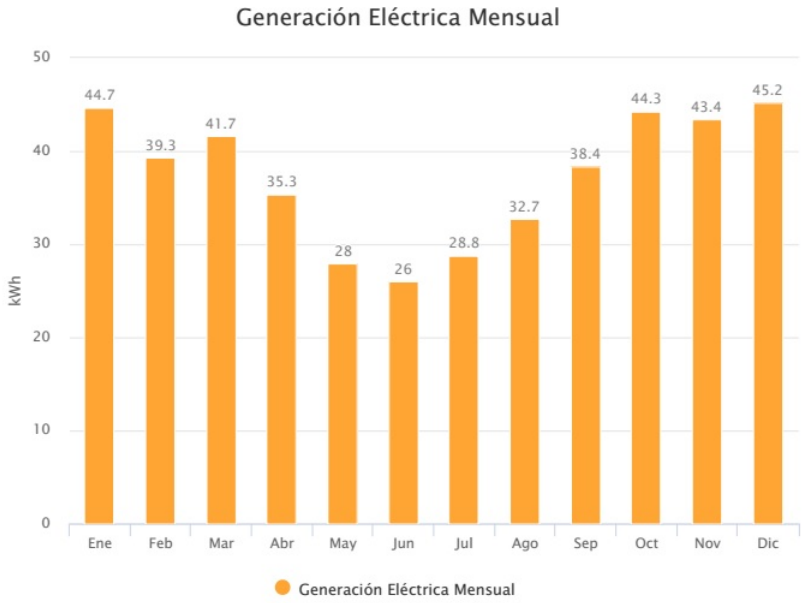


Figura 3.27: Generación mensual para una unidad de panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: UNIVERSIDAD de Chile (2016).*

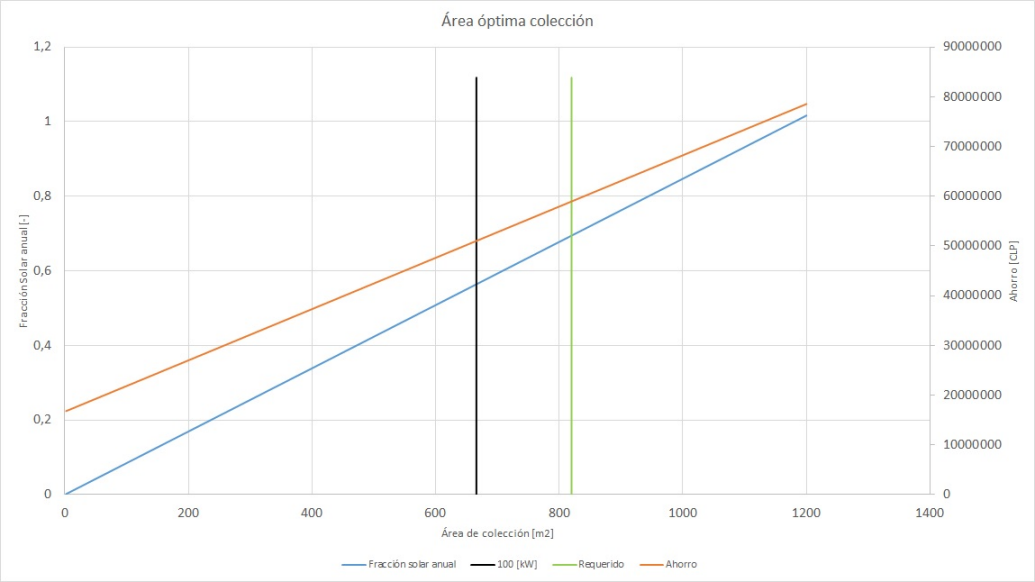


Figura 3.28: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

Los resultados para las situaciones analizadas son:

Tabla 3.24: Resultados para capacidad requerida y máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

	A_c[m^2]	F [-]	*Ahorro* [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{min,anual}$ [CLP]
100 [kW]	666	0,56	$ 51.020.000	5	$ 9.900.000
Requerido	820	0,69	$ 58.950.000	5	$ 12.190.000

Tabla 3.25: Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	Unitario [CLP]	Total [CLP]
Colectores (75 %)	$ 139.000	$ 46.290.000
Accesorios (10 %)	0,1	$ 6.170.000
Mano de obra (15 %)	0,15	$ 9.260.000
Total		$ 61.720.000

Tabla 3.26: Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	Unitario [CLP]	Total [CLP]
Colectores (75 %)	$ 139.000	$ 56.990.000
Accesorios (10 %)	0,1	$ 7.600.000
Mano de obra (15 %)	0,15	$ 11.400.000
Total		$ 75.990.000

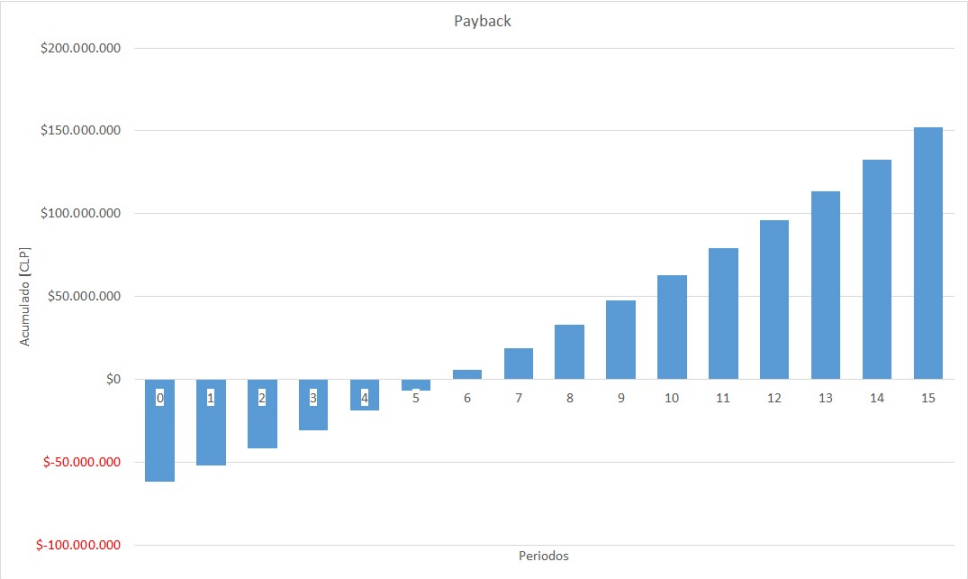


Figura 3.29: Montos acumulados para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

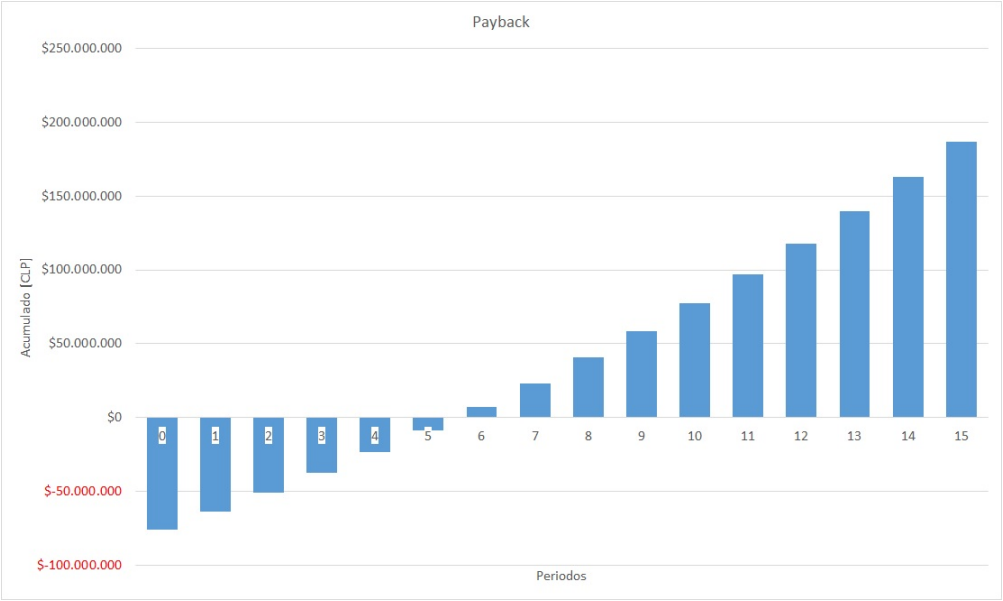


Figura 3.30: Montos acumulados para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Esol. *Fuente: Elaboración propia*.

Puntosolar

En segundo lugar se consulta a la empresa Puntosolar[11] por los productos ofrecidos.

Se ha seleccionado un panel fotovoltáico con las siguientes características:

- **Eficiencia del módulo:** $\eta = 0{,}1601$ [-].
- **Coeficiente de temperatura:** $\gamma = -0{,}408$ [-/°C].
- **Potencia:** $P = 0{,}26$ [kW].

La herramienta de la UNIVERSIDAD de Chile (2016) entrega para este panel los resultados señalados en la figura 3.31.

De la información obtenida en la figura ya mencionada, se puede extrapolar el aporte energético de una batería de paneles fotovoltáicos, con sus respectivos costos asociados. La figura 3.32 muestra el comportamiento del ahorro y la fracción solar anual en función del área de colección.

[11] Para mayor información visitar <http://www.puntosolar.cl/productos-energias-solar-panel-solar-fotovoltaico.html>. [consulta: 13 diciembre 2016].

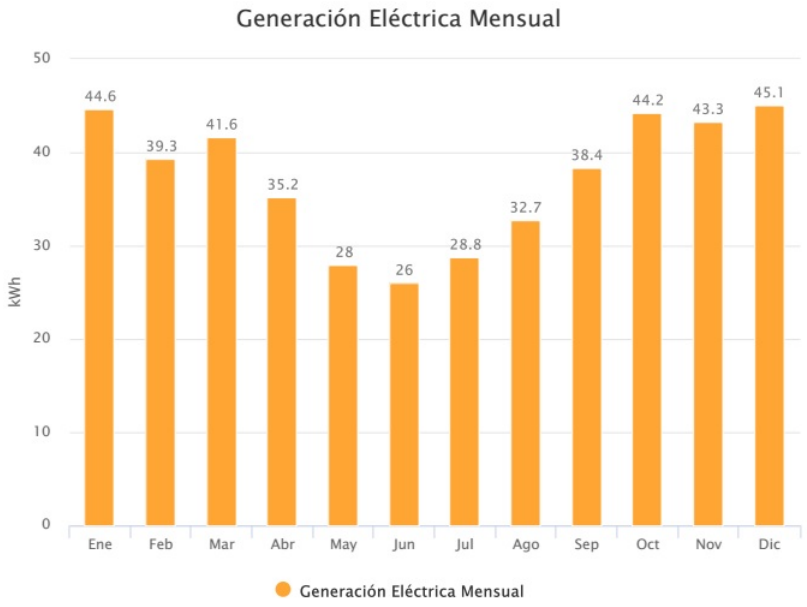


Figura 3.31: Generación mensual para una unidad de panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: UNIVERSIDAD de Chile (2016).*

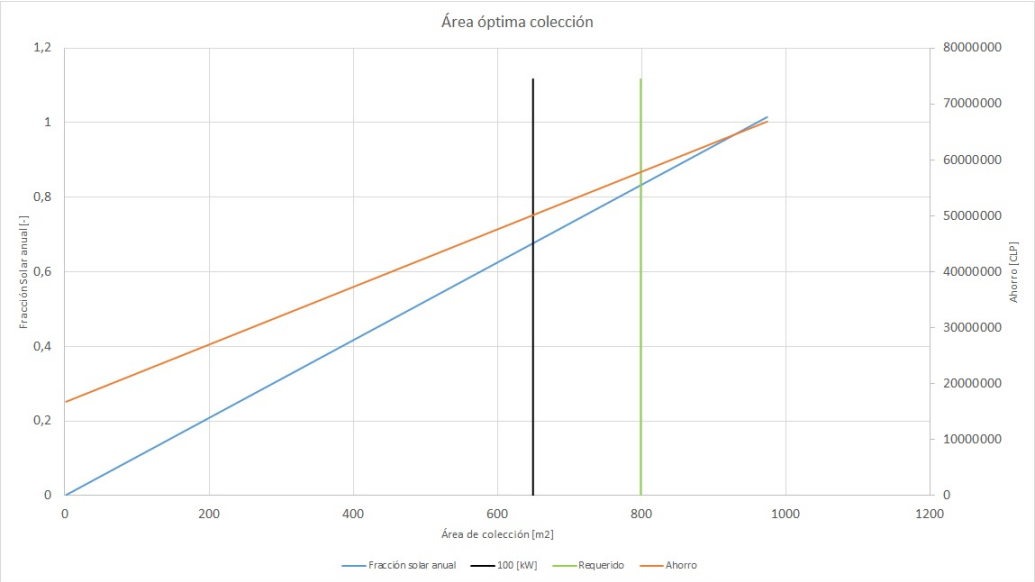


Figura 3.32: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.*

Los resultados para las situaciones analizadas son:

Tabla 3.27: Resultados para capacidad requerida y máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.*

	A_c[m^2]	F [-]	*Ahorro* [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{min,anual}$ [CLP]
100 [kW]	649	0,68	$ 50.130.000	6	$ 11.840.000
Requerido	799	0,83	$ 57.820.000	6	$ 14.560.000

Tabla 3.28: Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	Unitario [CLP]	Total [CLP]
Colectores (75 %)	$ 154.000	$ 61.600.000
Accesorios (10 %)	0,1	$ 8.210.000
Mano de obra (15 %)	0,15	$ 12.320.000
Total		$ 82.130.000

Tabla 3.29: Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	Unitario [CLP]	Total [CLP]
Colectores (75 %)	$ 154.000	$ 75.770.000
Accesorios (10 %)	0,1	$ 10.100.000
Mano de obra (15 %)	0,15	$ 15.150.000
Total		$ 101.020.000

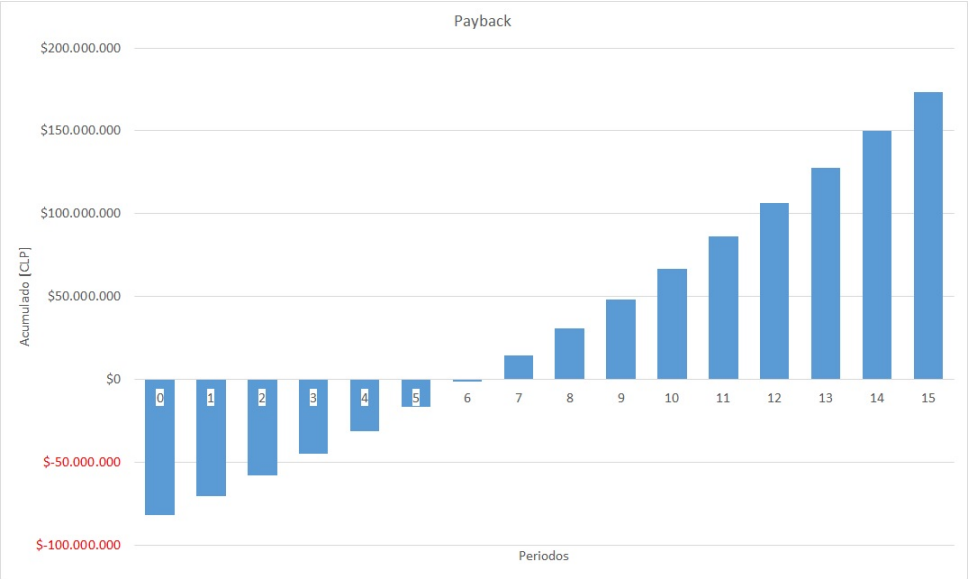


Figura 3.33: Montos acumulados para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia.*

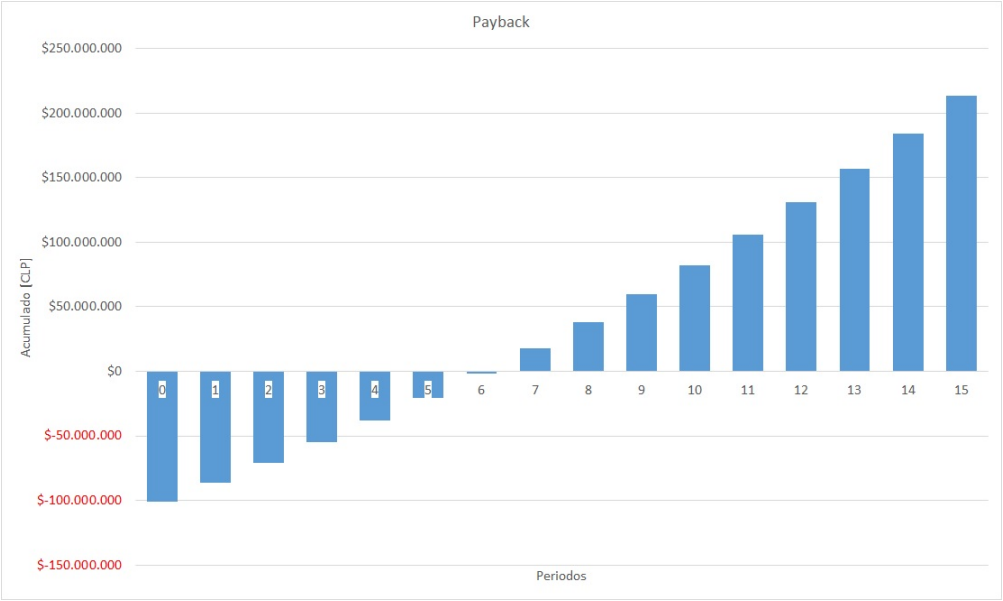


Figura 3.34: Montos acumulados para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Elaboración propia*.

Tritec

La empresa Tritec[12] ofrece una amplia gama de marcas para lo que corresponde a paneles fotovoltáicos. De las alternativas se analizará el siguiente:

- **Eficiencia del módulo:** $\eta = 0{,}1599$ [-].
- **Coeficiente de temperatura:** $\gamma = -0{,}410$ [-/°C].
- **Potencia:** $P = 0{,}31$ [kW].

La herramienta de la UNIVERSIDAD de Chile (2016) entrega para este panel los resultados señalados en la figura 3.35.

De la información obtenida en la figura ya mencionada, se puede extrapolar el aporte energético de una batería de paneles fotovoltáicos, con sus respectivos costos asociados. La figura 3.28 muestra el comportamiento del ahorro y la fracción solar anual en función del área de colección.

[12]Para mayor información visitar <http://www.tritec-energy.com/es/productos/paneles-solares-c-6/>. [consulta: 13 diciembre 2016].

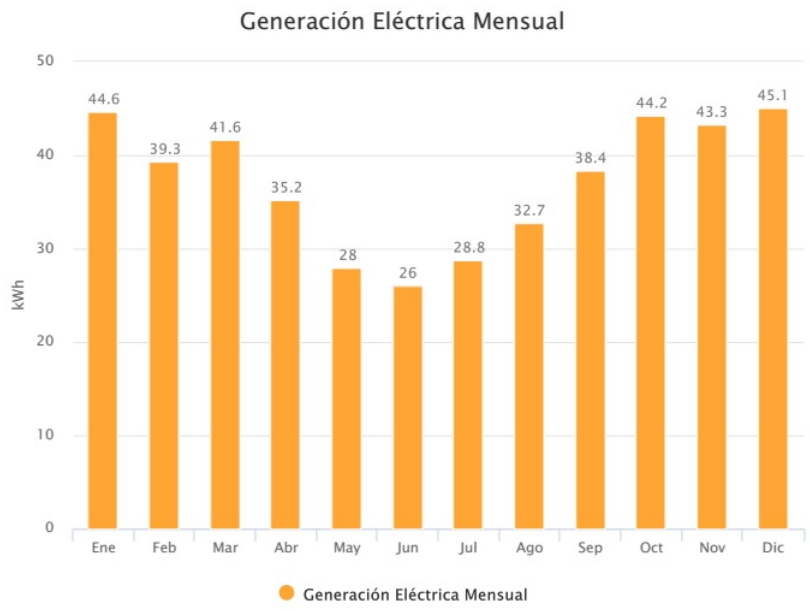


Figura 3.35: Generación mensual para una unidad de panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: UNIVERSIDAD de Chile (2016).*

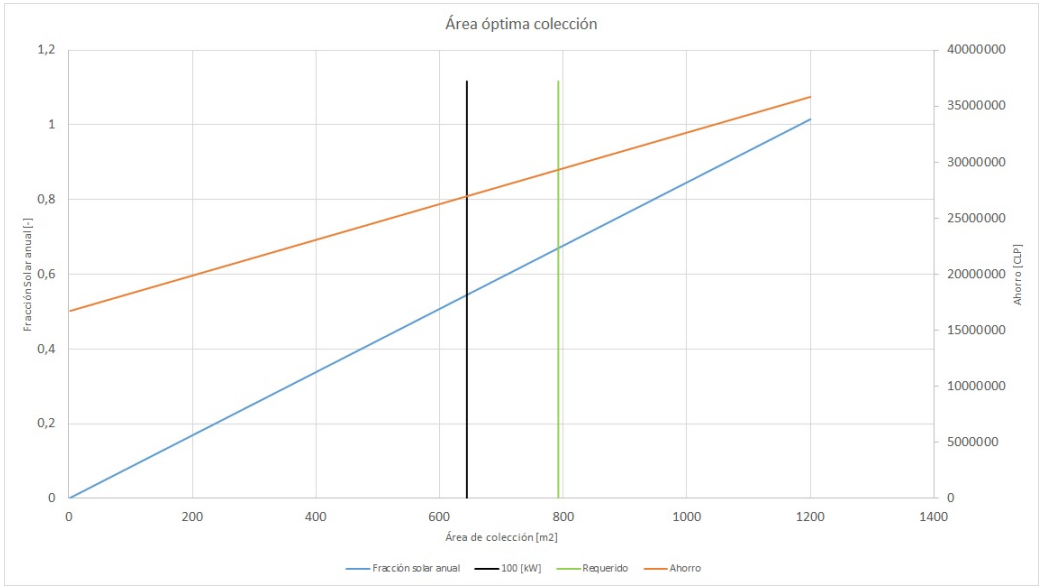


Figura 3.36: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.*

Los resultados para las situaciones analizadas son:

Tabla 3.30: Resultados para capacidad requerida y máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.*

	A_c[m^2]	F [-]	*Ahorro* [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{min,anual}$ [CLP]
100 [kW]	644	0,54	$ 26.960.000	7	$ 9.440.000
Requerido	792	0,67	$ 29.320.000	7	$ 11.610.000

Tabla 3.31: Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	Unitario [CLP]	Total [CLP]
Colectores (75 %)	$ 194.625	$ 62.670.000
Accesorios (10 %)	0,1	$ 8.360.000
Mano de obra (15 %)	0,15	$ 12.530.000
Total		$ 83.560.000

Tabla 3.32: Detalle de costos asociados a la inversión para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	Unitario [CLP]	Total [CLP]
Colectores (75 %)	$ 194.625	$ 77.070.000
Accesorios (10 %)	0,1	$ 10.280.000
Mano de obra (15 %)	0,15	$ 15.410.000
Total		$ 102.760.000

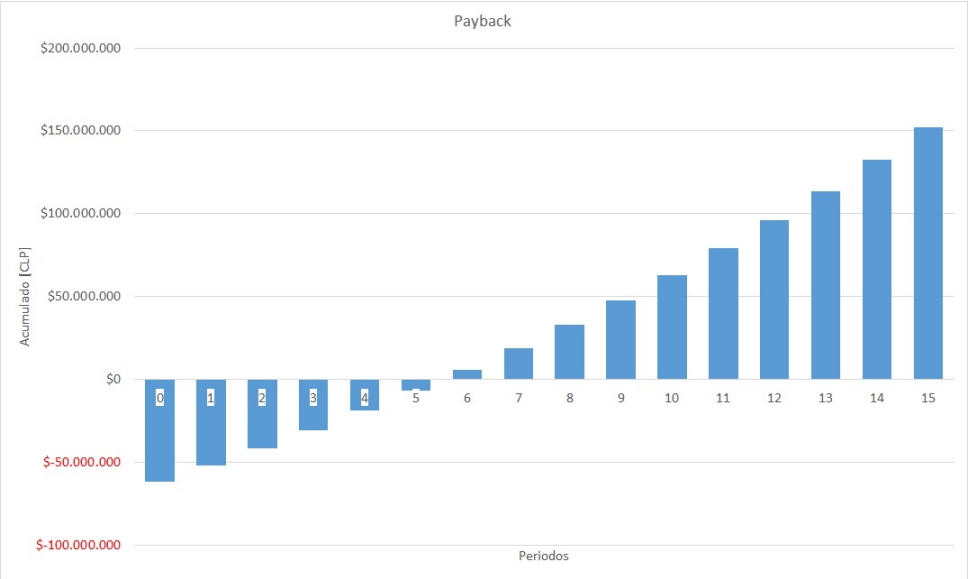


Figura 3.37: Montos acumulados para capacidad máxima permitida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia.*

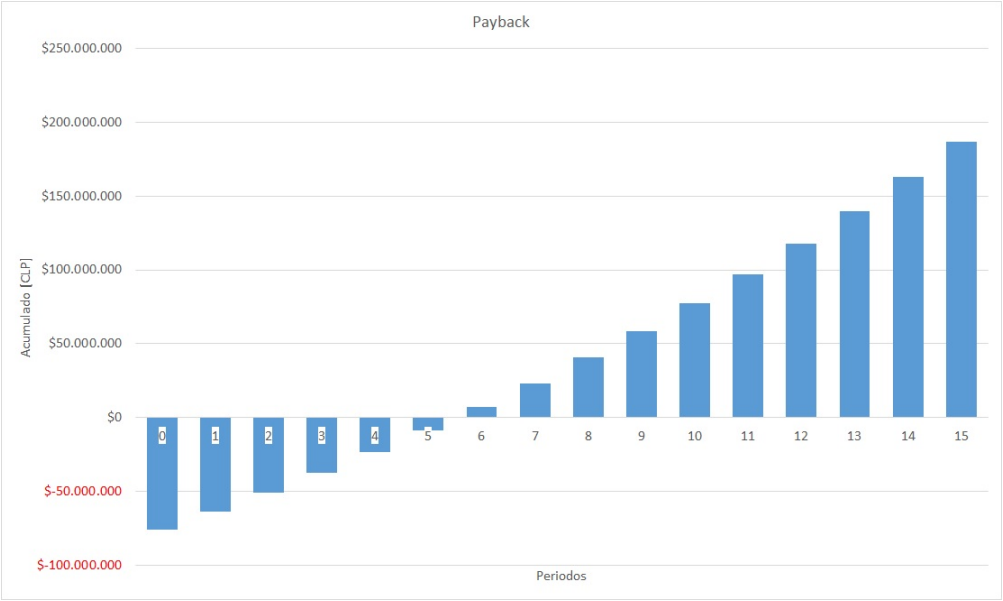


Figura 3.38: Montos acumulados para capacidad requerida para panel fotovoltáico ofrecido por Tritec. *Fuente: Elaboración propia*.

3.6.4. Análisis

Las tablas 3.33 y 3.34 muestran la recopilación de los resultados más importantes de el estudio de sistemas fotovoltáicos. En base a lo que plantea la Ley, el análisis se enfocará a los resultados máximos.

Tabla 3.33: Resumen de propiedades óptimas para los sistemas fotovoltáicos y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia*.

		$A_{c,max}$ [m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
Esol	Máximo	666	0,56	$ 51.020.000	5	$ 9.900.000
	Requerido	820	0,69	$ 58.950.000	5	$ 12.190.000
Puntosolar	Máximo	649	0,68	$ 50.130.000	6	$ 11.840.000
	Requerido	799	0,83	$ 57.820.000	6	$ 14.560.000
Tritec	Máximo	644	0,54	$ 26.960.000	7	$ 9.440.000
	Requerido	792	0,67	$ 29.320.000	7	$ 11.610.000

Se aprecia que el ahorro máximo anual obtenido es del orden de los 12 millones de pesos chilenos, que corresponde al sistema ofrecido por Puntosolar. En cuanto al máximo dentro del periodo de evaluación (15 años), Esol obtiene el primer lugar.

Del punto de vista de “Payback”, los sistemas son correlativo, siendo el ofrecido por Esol el que tiene menor periodo de retorno.

Tabla 3.34: Resumen de detalle de inversión para los sistemas fotovoltáicos y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.*

	Esol		Puntosolar		Tritec	
Ítem	Máximo	Requerido	Máximo	Requerido	Máximo	Requerido
Colectores (75 %)	$ 46.290.000	$ 56.990.000	$ 61.600.000	$ 75.770.000	$ 62.670.000	$ 77.070.000
Accesorios (10 %)	$ 6.170.000	$ 7.600.000	$ 8.210.000	$ 10.100.000	$ 8.360.000	$ 10.280.000
Mano de obra (15 %)	$ 9.260.000	$ 11.400.000	$ 12.320.000	$ 15.150.000	$ 12.530.000	$ 15.410.000
Total	$ 61.720.000	$ 75.990.000	$ 82.130.000	$101.020.000	$ 83.560.000	$102.760.000

En este caso, el costo del sistema depende directamente del panel fotovoltáico, tanto de sus propiedades como de su precio. Como se puede apreciar en el anexo B, los paneles consultados son relativamente similares en lo que corresponde a eficiencias. Existen variaciones en lo que respecta al área de captación y potencia del panel, eso en consecuencia lleva a requerir una cantidad de paneles variables. Existe una notoria diferencia de precios unitarios para los paneles ofrecidos por Esol y Tritec, siendo estos últimos 1,4 veces más costosos que los primeros, por prestaciones bastante similares. Eso trae como consecuencia la poco competitividad de la alternativa frente a sus pares.

Al comparar las alternativas de Esol y Puntosolar, se tiene que para paneles de potencias diferentes (0,3 kW y 0,26 kW, respectivamente) los resultados son bastante similares. Puntosolar sería la alternativa a elegir, ya que posee una mayor fracción solar anual, ahorro mínimo anual y utiliza menor área. Sin embargo, su periodo de retorno es una unidad mayor que Esol y el ahorro total dentro del periodo de evaluación es alrededor de 1 millón de pesos inferior. Las figuras 3.29 y 3.33 muestran comportamientos similares en el quinto periodo de retorno de inversión, por lo que ambas alternativas son bastante similares en el aspecto técnico y económico.

3.7. Otras alternativas

3.7.1. Agua caliente solar en área de deshidratados

En el área de deshidratados existen dos calentadores eléctricos de 700 L y 9 kW de potencia cada uno. Estos equipos se utilizan para entregar calor a las mantecas que se procesan en la planta, por lo que el agua caliente solo circula entre los estanques y el sistema de intercambio de calor empleado para calentar las mantecas.

Al ser un sistema de uso continuo, a diferencia del agua sanitaria, los comportamientos y requisitos son diferentes en lo que concierne a la acumulación y uso de energía. Lo mismo acontece si se implementara el concepto de “net billing” en esta situación.

Las ecuaciones y consideraciones señaladas en la sección 3.5 son válidas para el análisis de esta alternativa, se utilizarán los mismos parámetros, con excepción de los que se muestran a continuación:

- **Temperatura de uso:** T_U = 80 [°C].
- **Caudal de agua caliente:** $Q_{unitario}$ = 2,6 [L/min].
- **Tiempo de uso:** t_{uso} = 540 [min].

- **Caudal de agua caliente diario:** $Q_{ACS,dia}$ = 1400 [L/día].

Con los parámetros señalados y los ya considerados se obtiene lo siguiente:

Tabla 3.35: Demanda energética diaria para cada mes, sistema de calentamiento de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*.

Datos	L_D [GJ/dia]	L_{loss}[GJ/dia]	L_{da} [GJ/dia]
Enero	0,36	0,15	0,51
Febrero	0,36	0,15	0,52
Marzo	0,36	0,15	0,52
Abril	0,37	0,16	0,54
Mayo	0,39	0,17	0,56
Junio	0,39	0,18	0,57
Julio	0,40	0,18	0,57
Agosto	0,39	0,18	0,56
Septiembre	0,38	0,17	0,55
Octubre	0,37	0,16	0,54
Noviembre	0,37	0,16	0,52
Diciembre	0,35	0,15	0,50

Se tiene los consumos eléctricos asociados a estos calentadores eléctricos (representan el 1,23 % del consumo total de la planta):

- **Consumo mensual promedio:** 262.383 [kWh/mes].
- **Costo unitario promedio:** $68,47 [CLP/kWh].
- **Consumo anual calentadores:** 38.692 [kWh/año].
- **Costo anual calentadores:** $2.649.088 [CLP/año].

En cuanto al consumo de gas, se tiene conocimiento de que este proceso no utiliza calentamiento mediante gas.

Para esta aplicación no se considerará la compra de estanques acumuladores, solo se utilizará la capacidad ya disponible.

3.7.1.1. Análisis económico

Solepanel

A continuación se muestra la evaluación técnica económica para los colectores ya utilizados en la sección 3.5 para la misma empresa. En primer lugar se tienen los resultados para colectores tipo “Heat pipe”.

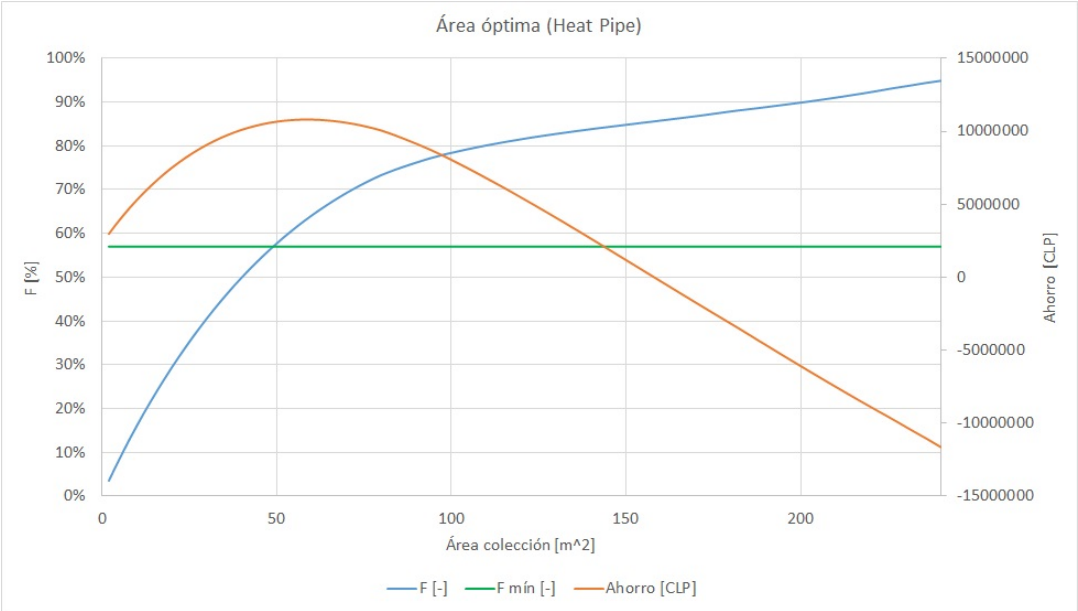


Figura 3.39: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Tabla 3.36: Resultados óptimos para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel a utilizar en calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
58	0,629	$ 10.810.000	8	$1.450.000

Tabla 3.37: Detalle de costos asociados a la inversión para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 175.181	31	$ 5.430.000
Estanques (20 %)	$ -	0	$ -
Accesorios (20 %)	$ 2.780.000	-	$ 2.780.000
Mano de obra (25 %)	$ 2.470.000	-	$ 2.470.000
Total			$ 10.680.000

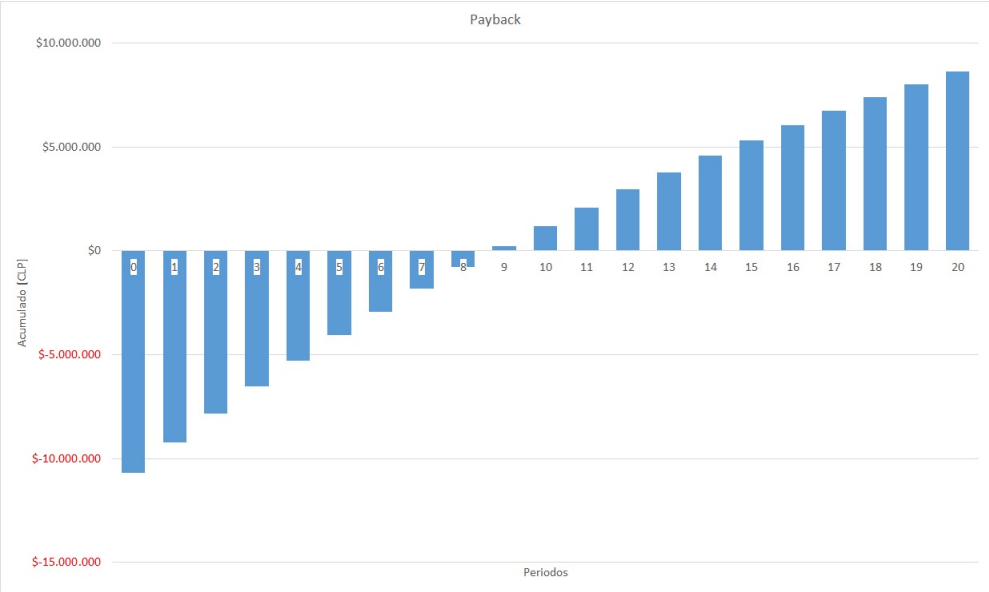


Figura 3.40: Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*.

Los resultados para los colectores planos son los siguientes:

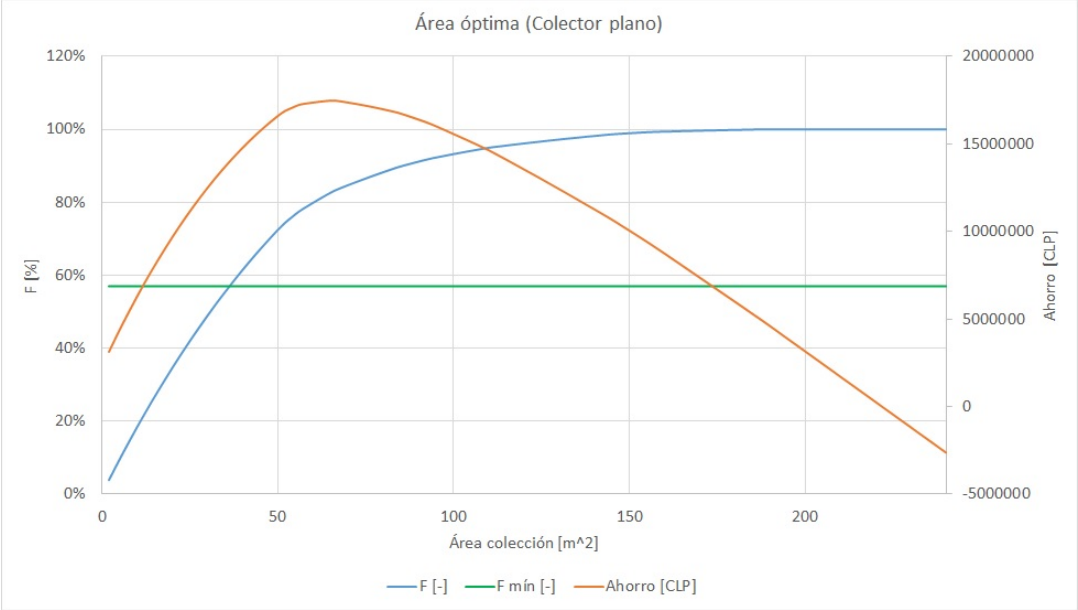


Figura 3.41: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia*.

Tabla 3.38: Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
66	0,831	$ 17.470.000	5	$1.950.000

Tabla 3.39: Detalle de costos asociados a la inversión para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 143.317	35	$ 5.090.000
Estanques (20 %)	$ -	0	$ -
Accesorios (20 %)	$ 2.650.000	-	$ 2.650.000
Mano de obra (25 %)	$ 2.310.000	-	$ 2.310.000
Total			$ 10.050.000

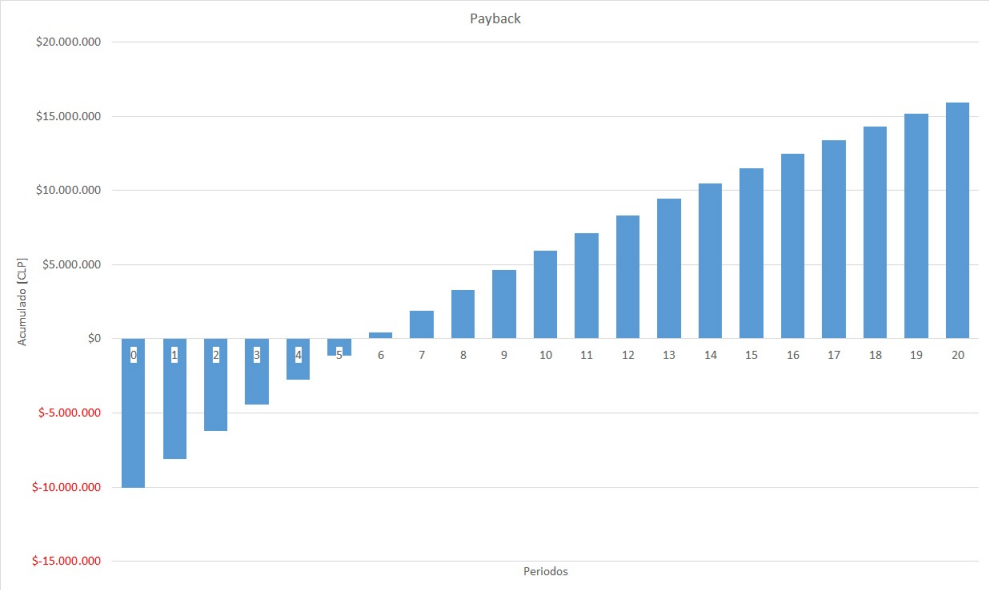


Figura 3.42: Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Solepanel a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Esol

Se utilizarán los mismos equipos consultados y analizados en la sección 3.5, con la misma consideración que para Solepanel, es decir, no se implementará capacidad de almacenamiento adicional.

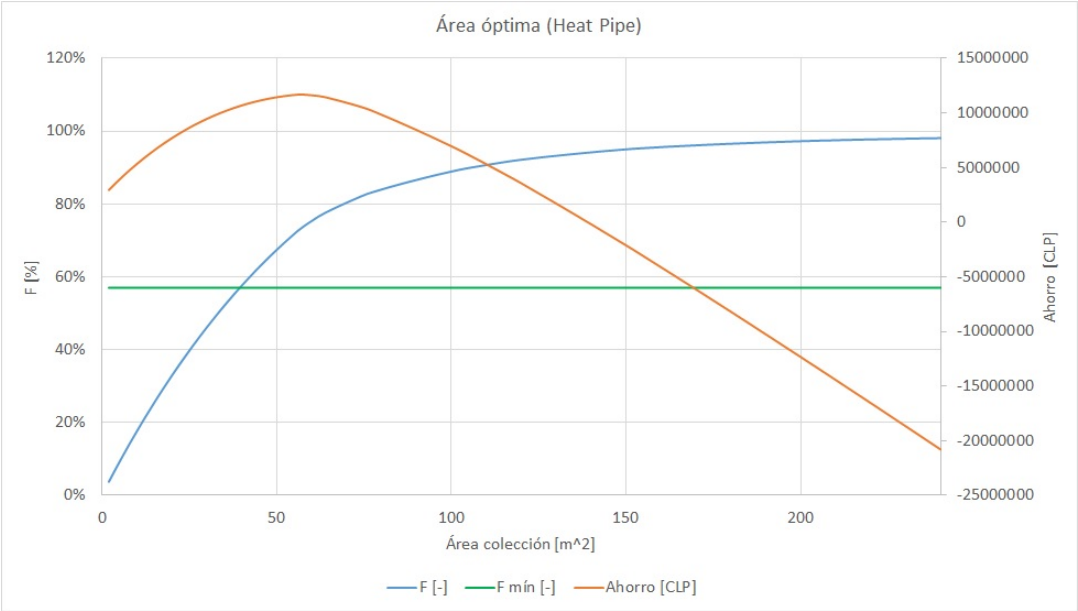


Figura 3.43: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Tabla 3.40: Resultados óptimos para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
56	0,726	$ 11.670.000	9	$1.670.000

Tabla 3.41: Detalle de costos asociados a la inversión para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 330.000	19	$ 6.510.000
Estanques (20 %)	$ -	0	$ -
Accesorios (20 %)	$ 3.190.000	-	$ 3.190.000
Mano de obra (25 %)	$ 2.960.000	-	$ 2.960.000
Total			$ 12.660.000

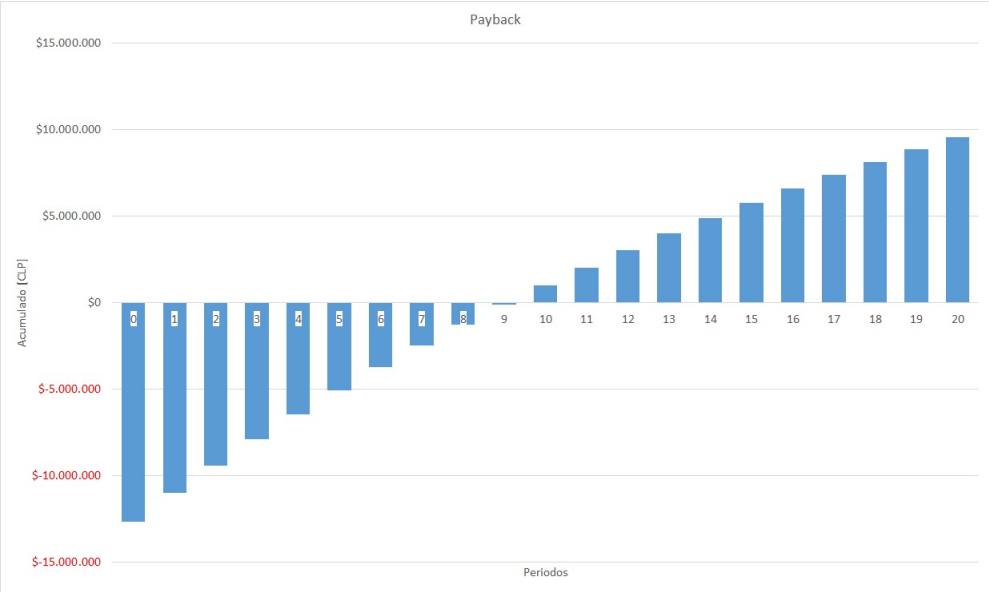


Figura 3.44: Montos acumulados por periodo para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Los resultados para el sistema implementando colectores planos:

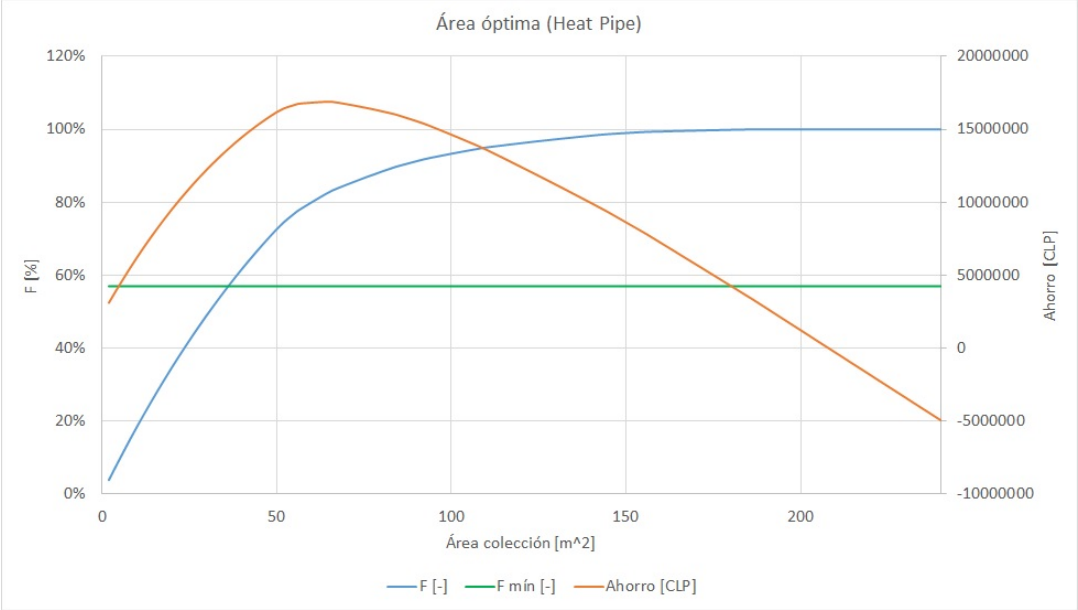


Figura 3.45: Fracción solar anual y ahorro en función del área de colección para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Tabla 3.42: Resultados óptimos para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
64	0,823	$ 16.880.000	6	$1.930.000

Tabla 3.43: Detalle de costos asociados a la inversión para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 189.000	27	$ 5.260.000
Estanques (20 %)	$ -	0	$ -
Accesorios (20 %)	$ 2.710.000	-	$ 2.710.000
Mano de obra (25 %)	$ 2.390.000	-	$ 2.390.000
Total			$ 10.360.000

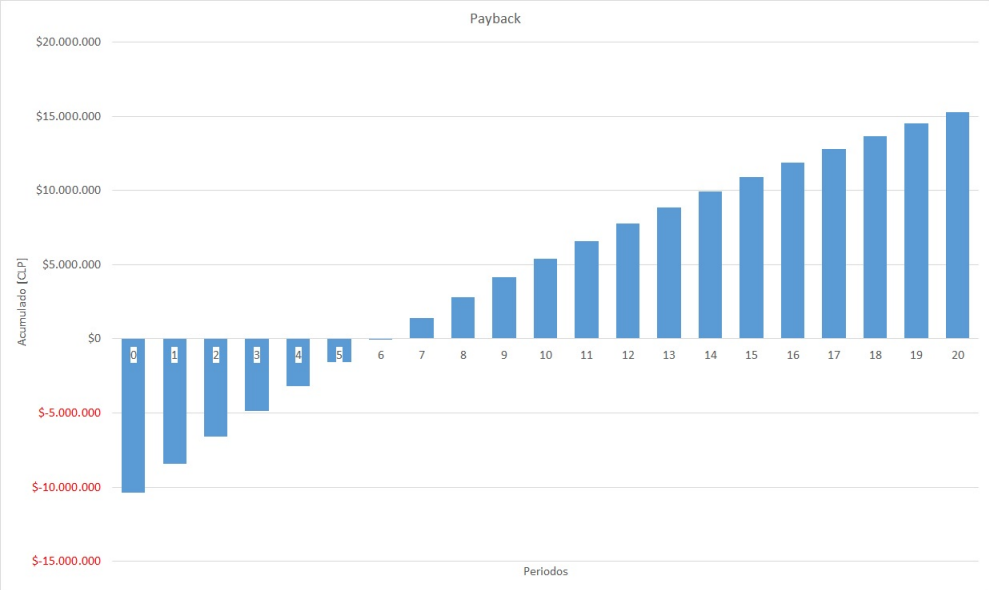


Figura 3.46: Montos acumulados por periodo para colector plano ofrecido por Esol a utilizar en sistema calentador de mantecas. *Fuente: Elaboración propia.*

3.7.1.2. Análisis

Para comenzar esta sección, se presenta el resumen de los resultados de mayor interés para los sistemas consultados.

Tabla 3.44: Resumen de propiedades óptimas de los sistemas para calentamiento de mantecas y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.*

Heat pipe					
	$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
Solepanel	58	0,629	$ 10.810.000	8	$1.450.000
Esol	56	0,726	$ 11.670.000	9	$1.670.000
Colector plano					
	$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
Solepanel	66	0,831	$ 17.470.000	5	$1.950.000
Esol	64	0,823	$ 16.880.000	6	$1.930.000

Tabla 3.45: Resumen de detalle de inversión para los sistemas de calentamiento de mantecas y empresas consultadas. *Fuente: Elaboración propia.*

Heat pipe		
Ítem	Solepanel	Esol
Colectores (35 %)	$ 5.430.000	$ 6.510.000
Estanques (20 %)	$ -	$ -
Accesorios (20 %)	$ 2.780.000	$ 3.190.000
Mano de obra (25 %)	$ 2.470.000	$ 2.960.000
Total	$ 10.680.000	$ 12.660.000
Colector plano		
Ítem	Solepanel	Esol
Colectores (35 %)	$ 5.090.000	$ 5.260.000
Estanques (20 %)	$ -	$ -
Accesorios (20 %)	$ 2.650.000	$ 2.710.000
Mano de obra (25 %)	$ 2.310.000	$ 2.390.000
Total	$ 10.050.000	$ 10.360.000

Al igual que en la sección 3.5.5, se tiene que los sistemas que utilizan colectores planos presentan un mejor desempeño que los que emplean “heat pipe”. Si bien es cierto, para esta escala la diferencia de ahorro máximo anual no es notoria, sí lo es el ahorro en el periodo de evaluación (20 años).

Respecto al periodo de retorno inversión, en el mejor de los casos (Solepanel, colector plano) la inversión se recupera en un periodo de 5 años, mientras que en el peor de los casos, se recupera en un plazo de 9 años.

En este caso se aprecia lo que se mencionó en la sección 3.5.5 con respecto a la competitividad de los sistemas ofrecidos por Solepanel, económicamente hablando. Como se aprecia en la tabla 3.45, los

precios de los cuatro sistemas consultados están dentro del mismo orden, siendo el sistema con colector plano ofrecido por Solepanel el menos costoso. Esta información se corrobora al observar la tabla 3.44, donde el sistema ya mencionado es el que mayor ahorro trae y recupera inversión en el menor tiempo, sin embargo, es el sistema que requiere mayor espacio para poder implementarse.

3.7.2. Varios

Las propuestas que se enumerarán en esta sección se basan en una recopilación de observaciones y experiencia adquirida de la interacción con los funcionarios de la planta y las mismas vistas efectuadas, por lo que de efectuarse, deben ser evaluadas de la forma adecuada.

En primer lugar y con respecto a la adquisición de información, se pudo observar que la planta no cuenta con un monitoreo en línea en lo que corresponde a consumo energético de sus equipos de mayor criticidad (desde el punto de vista proceso y energético). Es de suma importancia contar con información precisa para poder desarrollar el área de gestión de demanda energética. De este modo se pueden implementar otras soluciones y lograr cumplir con mejorar el consumo energético. Se pudo observar a partir de la base de datos de la empresa que los compresores son los equipos de mayor criticidad energética y productivamente hablando. Por esta razón, es importante tener un mayor control de los equipos y del sistema asociado, pudiendo implementar algún sensor de consumo eléctrico para comenzar a generar una base de datos, determinar patrones repetitivos y luego pensar en acumular energía, almacenando aire comprimido durante las horas en que los costos marginales son bajos, y luego utilizar este aire durante las horas puntas. También hubiese sido de mucha ayuda conocer el comportamiento del consumo de los calentadores eléctricos, en qué momento del día es donde se utilizan más. Esto proporciona la ayuda suficiente para enfocar recursos y soluciones al poder identificar de forma precisa las causas del problema. Todo esto se consigue mediante el control y monitoreo adecuado de los equipos.

En segundo lugar se pudo observar que existen zonas en la planta que son transitadas con casi escasa frecuencia a lo largo del día, y que cuentan con luz accionada mediante interruptores. En este caso, si el trabajador olvida apagarla, la luz quedará consumiendo energía hasta que llegué otro funcionario, pudiendo estar horas gastando energía sin motivo alguno. Para esta problemática se podría implementar en estas zonas el uso de sensores de movimiento.

Bajo el mismo tópico, uno de los funcionarios propone implementar un panel central con interruptores de luz por sector. En ese caso, si se ha olvidado alguna luz encendida, esta puede ser apagada al término del turno mediante el panel central, sin embargo, esta alternativa no sustituye la responsabilidad y cultura energética que tengan los empleados con la planta y su consumo energético. Es de alta relevancia que los trabajadores tengan cultura energética y cuiden la energía y su uso.

3.8. Análisis y comparación de resultados

Hasta este punto ya se han presentado 3 posibles alternativas para poder mejorar la eficiencia energética de la planta, sin embargo se debe elegir una(s) que traigan la mayor cantidad de beneficios. Se pudo ver que de los tres conceptos presentados, los productos empleados para poder implementar los proyectos cumplen con ciertas características, y técnicamente son factibles, pero al momento de tomar decisiones, un factor de peso es el económico. En esta sección se buscará recomendar el sistema o combinación que obtenga los mejores resultados desde los puntos de vista técnico y económico.

Cada sistema tiene sus ventajas y desventajas frente a los otros analizados. En primer lugar se analizó la posibilidad de implementar un sistema de colectores solares para entregar agua caliente sanitaria a los funcionarios al momento del cambio de turno (Sección 3.5.5). Teniendo en cuenta que el agua sería utilizada para duchas, y bajo los parámetros mencionados en la sección correspondiente, la alternativa que cumple mejor los requisitos sería el sistema de colectores planos ofrecido por Esol. Dentro de esta sección se mencionó la posibilidad de utilizar los colectores ofrecidos por Solepanel y el almacenamiento que vende Esol. Para esta combinación se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3.46: Resultados óptimos para sistema "Heat pipe" de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
400	0,801	$ 120.270.000	8	$16.350.00

Tabla 3.47: Detalle de inversión para sistema "Heat pipe" de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 175.181	213	$ 37.470.000
Estanques (20 %)	$ 610.000	40	$ 24.400.000
Accesorios (20 %)	$ 24.430.000	-	$ 24.430.000
Mano de obra (25 %)	$ 28.120.000	-	$ 28.120.000
Total			$ 114.420.000

Tabla 3.48: Resultados óptimos para sistema colector plano de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

$A_{c,max}$[m^2]	F_{max} [-]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{max,anual}$ [CLP]
460	0,903	$ 150.880.000	6	$18.600.000

Tabla 3.49: Detalle de inversión para sistema colector plano de agua caliente solar Solepanel + Esol. *Fuente: Elaboración propia.*

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores (35 %)	$ 143.317	247	$ 35.440.000
Estanques (20 %)	$ 610.000	40	$ 24.400.000
Accesorios (20 %)	$ 23.660.000	-	$ 23.660.000
Mano de obra (25 %)	$ 27.200.000	-	$ 27.200.000
Total			$ 110.700.000

Se puede apreciar que los resultados mejoran de forma considerable si se compara el ahorro anual y máximo y periodo de retorno de inversión de la tabla 3.21 con las tablas 3.46 y 3.48. Con lo que se demuestra que el costo de los estanques quitaba competitividad a las alternativas entregadas por Solepanel. Bajo esta configuración, la alternativa a implementar sería el sistema de colectores planos de Solepanel + Esol, quedando el sistema de colectores planos de Esol en segundo lugar. En este caso, una variable para optar entre una o la otra sería el área requerida para la instalación.

Para el sistema de paneles fotovoltáicos (Sección 3.6.4), con el fin de implementar el concepto de generación distribuida, la alternativa con mejores prestaciones sería el sistema que ofrece la empresa Esol. La razón de su elección radica en que es la alternativa que requiere de menor capital de inversión, a pesar de que los ahorros anuales son levemente inferior a los que ofrece la alternativa de Puntosolar.

Para el sistema calentador de mantecas, tal y como se vio en la sección 3.7.1.2, la mejor alternativa corresponde al sistema de colectores planos ofrecido por Solepanel tanto desde el punto de vista de inversión inicial, ahorro anual y periodo de retorno de inversión.

¿Cuál de todas elegir? si bien es cierto, las alternativas mencionadas son las que cumplen los requerimientos planteados en las respectivas secciones, pero por limitaciones físicas y seguramente económicas que tiene la empresa, no se puede implementar todas. En primer lugar, la alternativa más tentadora correspondería a duchas solares, pero este concepto tiene la desventaja de que es un alto consumo de energía en un intervalo de tiempo reducido, por lo que desde ese punto de vista, el sistema está dimensionado para suplir a una alta tasa de transferencia de energía en un intervalo pequeño, mientras que el resto del día está acumulando energía. Esto puede llevar a un sobrecalentamiento del sistema, como consecuencia, deterioro de éste. Sin embargo, esta alternativa soluciona la problemática de bienestar que padecen los funcionarios, al no alcanzar el agua caliente para todos los que requieren del insumo.

Entonces, ¿Cómo aprovechar de mejor manera la acumulación de energía sin necesidad de incurrir en deterioro de equipos ni sobrecalentamiento?. Acá aparece en escena el “Net Billing”. Se sabe que los calentadores de agua utilizan energía 8 horas a lo largo del día, por lo que estos cargan el sistema de forma intermitente. Los paneles fotovoltáicos están trabajando a lo largo del día, mientras haya radiación solar.

Al ser un sistema de tipo “on-grid”, los paneles abastecen de energía eléctrica no solo a los calentadores cuando están en uso, sino que a cualquier proceso desarrollado en la planta cuando los calentadores están en reposo. Esto implica una disminución del consumo eléctrico en una proporción del 4,70 % del consumo total anual de la planta, suministrando alrededor de 148.000 kWh (lo que equivale a un ahorro anual de $ 10.140.000 CLP). Adicionalmente, La energía generada los días sábado, domingo y festivos será venida a la red del distribuidor, por lo que el monto de ahorro anteriormente mencionado podría aumentar.

La opción de calentadores solares no es negativa, solamente que la aplicación es menos práctica. Esto quiere decir que se requiere de mucho tiempo de acumulación de energía para entregarla de forma rápida. Sin embargo, la aplicación es más factible de implementar para el sistema de calentamiento de mantecas. Se tiene conocimiento de que este sistema es mucho menos intermitente que el de agua sanitaria y su demanda energética es menor. Al ser un sistema de consumo de energía constante, no se corre riesgo de sobrecalentamiento de equipos y accesorios. Adicionalmente, la capacidad de almacenamiento existe y el fluido térmico utilizado es de recirculación, por lo que no se debe incurrir en gastos por concepto de estanques de almacenamiento. La demanda energética es inferior a la requerida por las duchas, en consecuencia, el área de colección es menor.

Una posible configuración a aplicar consiste en implementar el sistema fotovoltáico y sistema de calentador solar para mantecas. Los resultados para esta alternativa son los siguientes (utilizando el sistema de calentadores solares de Solepanel y los paneles fotovoltáicos de Esol):

Tabla 3.50: Resultados óptimos para sistema de calentador de mantecas y “net billing”. *Fuente: Elaboración propia*.

$A_{c,max}$[m^2]	$Ahorro_{max}$ [CLP]	Payback [años]	$Ahorro_{min,anual}$ [CLP]
732	$99.550.000	5	$12.050.000

Tabla 3.51: Detalle de inversión para sistema de calentamiento de mantecas y “net billing”. *Fuente: Elaboración propia*.

Ítem	$Costo_{unitario}$ [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Colectores	$ 143.317	35	$ 5.090.000
Estanques	$ -	0	$ -
Paneles FV	$ 139.000	333	$ 46.290.000
Accesorios	$ 8.820.000	-	$ 8.820.000
Mano de obra	$ 11.570.000	-	$ 11.570.000
Total			$ 71.770.000

Esta configuración trae lo mejor de ambos sistemas por separado, aprovechando la energía del sol para realizar los procesos. Como se puede apreciar en la tabla 3.50, se obtendría un ahorro anual de $12.050.000, un poco inferior al ahorro que se puede obtener si se implementase el sistema de agua caliente solar, y similar al ahorro que se puede obtener si se implementase el sistema fotovoltáico por sí

solo. La inversión a realizar es de alrededor de 10 millones de pesos, superior a implementar el sistema fotovoltáico por separado y su periodo de retorno de inversión es igual. Este sistema no sufriría de sobrecalentamiento en la parte térmica, ya que la energía adquirida será utilizada de forma inmediata. Eléctricamente, el sistema suministrará energía al proceso productivo de la planta durante los días hábiles, mientras que fin de semana y festivos, la energía captada por los paneles se pueden vender a la empresa distribuidora. Los beneficios que trae esta configuración se pueden ver afectados por restricciones físicas, como son el área necesaria para instalar los paneles y colectores, como también políticas de inversiones que tenga la empresa.

4 Conclusiones y recomendaciones

En la actualidad se busca solucionar la crisis energética mediante la instalación e implementación de más centrales generadoras de energía. Las fuentes de energía que se implementan en mayor medida son las termoeléctricas e hidroeléctricas, generando problemáticas de tipo ambiental, social y en algunos casos legales. Como alternativa, existe una tendencia creciente en Chile por el implementar generadoras a partir de energías renovables no convencionales (ERNC), con mayor fuerza las eólicas y solar. En paralelo, el Gobierno de Chile trabaja en políticas en las que se incluyen la fuerte implementación de ERNC, teniendo como meta al 2050 que la matriz energética esté compuesta por un 70 % de fuentes renovables. Otro de los puntos de relevancia tratados corresponde a la del desarrollo de una cultura y conciencia energética en la población, con el fin de no utilizar la energía de forma innecesaria.

Uno de los conceptos que también busca mitigar la problemática energética es la **Gestión de Demanda Energética** (o **"Demand Side Management"**), que consiste en administrar de forma inteligente los recursos ya disponibles o utilizar alternativas energéticas para poder reducir la carga al sistema. Varias de las acciones tomadas corresponden a desplazar demandas acumulando energía en horas donde los costos marginales son mínimos, para luego utilizar dicha energía en las horas punta. Otras acciones consisten en utilizar ERNC en procesos de las industrias, utilizando energía propia y ayudando a reducir también la carga al sistema.

Bajo esta perspectiva, a nivel internacional se han desarrollado métodos basados en las normas ISO 50001, en la que define niveles de madurez respecto a la gestión energética. Se identifica el estado actual de la planta en cuanto a uso de energía, y luego se procede con acciones con el fin de progresar y subir de nivel, utilizando el principio de mejoramiento continuo. Otros modelos plantean el generar conciencia en los usuarios e identificar mediante ellos problemas o irregularidades en procesos, con el fin de mejorarlos dentro del ámbito energético.

En el concepto de la gestión de demanda energética, se estudió la situación de la empresa **Tresmontes Lucchetti, Valparaíso**, la que ofrece bastantes oportunidades de mejora energética. En base a una auditoría energética interna e información adicional se determinó que el área de **servicios generales**

es el área a trabajar. Ésta está compuesta de compresores y calentadores de agua eléctricos, entre otros. De estos equipos, se ha optado por trabajar con la batería de calentadores eléctricos.

Los calentadores eléctricos cumplen la función de suplir con agua caliente sanitaria a la planta, con el fin de utilizarla en las duchas para funcionarios. Desde esta perspectiva, una de las alternativas de mayor conveniencia desde el punto de vista conceptual sería la de agua caliente solar. Estudiando las experiencias extranjeras, se pudo apreciar que el agua caliente solar trae beneficios importantes en lo que respecta al ahorro energético de la planta, lo que se replica a nivel nacional, dando luces de que el sistema puede ser factible. Notar que los sistemas estudiados preparan agua de proceso, por lo que los resultados obtenidos en la planta pueden ser diferente.

El diseño, desarrollado bajo el modelo de **"f-chart"**, permite determinar la fracción solar anual que cubrirá el sistema en base al área total de colección. La idea es obtener el área de colección óptima en base al mayor ahorro asociado. Para adquirir estos resultados se consultó a diversas empresas por las alternativas que ofrecen, tanto desde el punto de vista técnico y económico, arrojando el mejor resultado la empresa **Esol** con sus **sistema de colectores planos**, cuyos resultados fueron los siguientes:

- **Ahorro máximo**[13]**:** $146.870.000 [CLP].
- **Periodo de retorno de inversión:** 6 [años].
- **Ahorro máximo anual:** $18.310.000 [CLP].
- **Capital de inversión:** $111.260.000 [CLP].
- **Área a utilizar:** 435 [m^2].

Viendo los resultados de las cotizaciones, se aprecia que para la segunda empresa consultada (Solepanel) el kit de estanques acumuladores era de alto costo, lo que hacía que esta alternativa fuera poco competitiva. Se probó utilizar el sistema ofrecido por Solepanel, sustituyendo los estanques acumuladores por los que ofrece Esol, obteniendo resultados levemente superiores a los anteriores, los que se detallan a continuación:

- **Ahorro máximo**[14]**:** $150.880.000 [CLP].
- **Periodo de retorno de inversión:** 6 [años].
- **Ahorro máximo anual:** $18.600.000 [CLP].
- **Capital de inversión:** $110.700.000 [CLP].
- **Área a utilizar:** 460 [m^2].

[13]basado en periodo de evaluación de 20 años.
[14]basado en periodo de evaluación de 20 años.

Se tiene que para instalaciones de similares dimensiones, los periodos de retorno de inversión son de alrededor de 4 años, como consecuencia del uso del sistema. En el caso en estudio el sistema se emplea de manera diferente, acumulando energía durante un largo intervalo para luego ser entregada en casi su totalidad en un pequeño instante. Es importante destacar que este análisis no consideró las multas asociadas al consumo en hora punta, y esto como consecuencia de que se desconoce el uso horario de los calentadores eléctricos (no existe registro de esto), por lo que no se puede determinar si los calentadores consumen energía en dicho horario.

En base al resultado anterior, por el alto valor de "payback" respecto a instalaciones similares, se estudian alternativas al sistema de agua caliente solar. Una de ellas muy relacionada, corresponde a un sistema de calentamiento solar, pero esta vez para entregar energía a un proceso de la planta. La otra alternativa estudiada consiste en implementar el concepto de **"net billing"** o **"generación distribuida"** mediante la generación eléctrica de paneles fotovoltáicos.

El "net billing" consiste en generar energía eléctrica mediante paneles solares en un sistema en línea, es decir, sin acumulación mediante baterías, sino que acoplado a la red eléctrica. Este sistema permite utilizar energía eléctrica en base a la solar y convencional de forma simultánea y a su vez vender energía a la distribuidora cuando no se estén utilizando los equipos o procesos (siempre y cuando los paneles generen energía). El concepto se está aplicando tanto en Chile como en el extranjero, trayendo resultados positivos tanto al usuario como a las matrices energéticas. Bajo este concepto, se realizaron las consultas a las empresas pertinentes, y el sistema de mayor factibilidad corresponde al ofrecido por la empresa **Esol**, a pesar de que sus resultado son levemente inferiores en algunos aspectos frente al ofrecido por Puntosolar. Los resultados para este sistema son:

- **Ahorro máximo**[15]**:** $51.020.000 [CLP].
- **Periodo de retorno de inversión:** 5 [años].
- **Ahorro mínimo anual:** $9.900.000 [CLP].
- **Capital de inversión:** $61.720.000 [CLP].
- **Área a utilizar:** 666 [m^2].

La decisión de Esol frente a Puntosolar radica en el periodo de retorno de inversión, siendo un año menor. Sin embargo, el primer año de implementación Puntosolar ofrece un ahorro anual mayor que Esol.

Volviendo a los calentadores solares, se evaluó la posibilidad de implementar un sistema en el área de deshidratados para calentar mantecas utilizadas en el proceso productivo. Este proceso es continuo, por

[15] basado en periodo de evaluación de 20 años.

lo que la energía captada será utilizada de forma inmediata y por lo tanto no se requiere de gran capacidad de acumulación. De las empresas consultadas, **Solepanel** ofrece el mejor rendimiento con un sistema de colector plano. Los resultados para esta alternativa se presentan a continuación:

- **Ahorro máximo**[16]**:** $17.470.000 [CLP].
- **Periodo de retorno de inversión:** 5 [años].
- **Ahorro máximo anual:** $1.950.000 [CLP].
- **Capital de inversión:** $10.040.000 [CLP].
- **Área a utilizar:** 66 [m^2].

Dentro de las alternativas evaluadas, también se consideró un sistema compuesto por colectores planos y paneles fotovoltáicos, para desarrollar el concepto de generación distribuida y entregar agua caliente solar al proceso de calentamiento de mantecas. Para esta configuración los resultados son:

- **Ahorro máximo:** $99.550.000 [CLP].
- **Periodo de retorno de inversión:** 5 [años].
- **Ahorro mínimo anual:** $12.050.000 [CLP].
- **Capital de inversión:** $71.760.000 [CLP].
- **Área a utilizar:** 732 [m^2].

Desde el punto de vista técnico se concluye que las alternativas ofrecidas son factibles, y permitirán mejorar el consumo energético de la planta y solucionar algunas problemáticas como son el bienestar de los empleados, ya que todos contarán con agua caliente al momento de higienizarse. Sin embargo, existen limitantes a la hora de optar por alguna de las alternativas planteadas. Una de ellas es el espacio requerido para las instalaciones, ya que la planta se encuentra en pleno centro de Valparaíso y no cuenta más que con el techo de la instalación para poder desarrollar el proyecto. Otro factor que puede afectar el rendimiento del sistema es el clima, ya que éste no se puede predecir de forma exacta. Los valores con los que se desarrolló el diseño corresponden a promedios mensuales, por lo que el rendimiento puede variar de año a año. Las prácticas en el extranjero y en Chile apuntan también a que los sistemas planteados como solución traen beneficios y ayudarían a cumplir con el correcto uso y gestión de la energía.

Económicamente hablando, los cuatro proyectos planteados son de diferentes magnitudes, como consecuencia los ahorros asociados también lo son. No obstante los periodos de retorno de inversión son similares. La decisión depende entonces de las políticas y presupuestos de inversión que tenga la empresa,

[16]basado en periodo de evaluación de 20 años.

ya que técnicamente las alternativas son factibles. Al comparar las 4 alternativas mediante un análisis incremental, se tiene el siguiente orden de preferencias:

1.- Sistema de paneles fotovoltáicos + sistema calentador de mantecas.

2.- Sistema de paneles fotovoltáicos.

3.- Sistema calentador de mantecas.

4.- Sistema de agua caliente solar.

Finalmente, se realizan las siguientes recomendaciones:

- En primer lugar y con respecto a los sistemas de colectores/paneles solares, se recomienda consultar a un experto para determinar costos más exactos y detalles de componentes y accesorios necesarios para las dimensiones de la planta, como también de las normativas asociadas en caso de existir. Los mismos vendedores de productos pueden incurrir en la ayuda para determinar con exactitud la cantidad de accesorios requeridos para el sistema electo por la empresa.
- Si bien es cierto se entregó una lista sugerida de orden de preferencias, se debe elegir la opción que mejor se adecue a las necesidades y requisitos que tenga la empresa. Las cuatro soluciones entregan beneficios de distintos aspectos, por lo que su elección debe ser debidamente justificada según las necesidades.
- Se recomienda también desarrollar o implementar algún sistema de monitoreo en línea de los equipos de mayor criticidad desde el punto de vista energético y productivo. Una buena guía para desarrollar esto es la auditaría energética que se ha desarrollado internamente, con el fin de orientar los esfuerzos a los equipos de mayor presencia. Esta nueva información ayudará a enfocar esfuerzos en mejoras futuras, recordando que el proceso de optimización es un círculo virtuoso de mejora continua.
- Es recomendable, si no se está implementando, desarrollar alguna metodología de conciencia energética para los funcionarios, que permita educarlos en cuanto a los consumos y gastos innecesarios que se realicen dentro de la planta.
- Desarrollar las áreas no tratadas con el fin de optimizarlas. En el caso de la luminaria, en zonas de uso poco frecuente se podrían implementar sensores de movimiento, y para evitar el gasto energético por luminarias en instantes donde no se trabaja, se podría centralizar el conjunto de interruptores en una consola maestra.

Bibliografía

(2016a). En la región de Valparaíso: Knop Laboratorios y Chilquinta Energía aproximándose a una ciudad inteligente. *El Mercurio*. Santiago de Chile, 21 de Abril de 2016. (En Ediciones Especiales). 3.6.1

(2016b). Gracias a la Ley 20.571: Quiénes pueden convertirse en autogeneradores de energía eléctrica? *El Mercurio*. Santiago de Chile, 21 de Abril de 2016. (En Ediciones Especiales). 3.6.1

(2016c). Net billing en Chile: Un sistema que crece a tasa de dos dígitos. *El Mercurio*. Santiago de Chile, 21 de Abril de 2016. (En Ediciones Especiales). 3.6.1

(2016d). Net billing: Un sistema de generación ciudadana. *El Mercurio*. Santiago de Chile, 21 de Abril de 2016. (En Ediciones Especiales). 3.6.1

ASOCIACIÓN de Empresas de Alimentos de Chile, Agencia Chilena de Eficiencia Energética (2012). *Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados*, 1ra. edición. (document), 3.3.2.1, 3.4

BRUNMAN Matas, Ariel Simón (2016). Evaluación técnica económica de incorporar calentamiento solar de agua en procesos en packing de la vi región. Tesis (Ing. Civil Mecánica). Valparaíso. UTFSM. Departamento de Ingeniería Mecánica. 3.5.4.2, 3.5.5

ÇENGEL, Yunus A (2007). *Transferencia de calor y masa. Un enfoque práctico*. México, DF: McGraw-Hill Interamericana Editores, 3ra. edición. 3.5.1, 3.5.1

COMITÉ Consultivo de Energía (2015). Hoja de ruta 2050. hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile. <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Hoja-de-Ruta-2050.pdf>. [consulta: 23 octubre 2016]. (document), 2.2, 2.10, 2.11

DUFFIE, John A. (deceased) & Beckman, William A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. Hoboken, Nex Jersey: John Wiley & Sons Inc., 4ta. edición. (document), 3.9, 3.5.3

GENERADORAS de Chile, A.G. (2015). Boletín del mercado eléctrico. Sector generación. <http://generadoras.cl/wp-content/uploads/Bolet %C3 %ADn-Marzo-2015.pdf>. [consulta: 8 diciembre 2016]. 3.5.4.1

GOBIERNO de Chile (2015). Cuidemos el agua: Cifras y recomendaciones. <http://www.gob.cl/cuidemos-el-agua/>. [consulta: 30 noviembre 2016]. 3.5.1

HERNANDO, Andrés (2014). El sector energético en Chile y la agenda de Energía 2014: Algunos elementos para la discusión. <http://www.cepchile.cl/cep/site/artic/20160304/asocfile/20160304101042/PPP_005_AHernando.pdf>. [consulta: 20 octubre 2016]. 1

JOVANOVIĆ, Bojana & FILIPOVIĆ, Jovan (2015). ISO 50001 standard-based energy management maturity model - proposal and validation in industry. *Journal of Cleaner Production*, 112(4), 2744 – 2755 p. (document), 2.1.3, 2.2

KALOGIROU, Soteris (2009). *Solar energy engineering: Processes and systems*. San Diego, California: Academic Press, 1ra. edición. (document), 3.4, 3.5.2, 3.10

MARÍN González, Manuel Enrique (2015). Apuntes ingeniería económica. [Presentación Power Point]. 269 diapositivas. 3.5.4.2

MINISTERIO de Energía, Gobierno de Chile (2016). Ley 20.571 para la generación distribuida. <www.minenergia.cl/ley20571/>. [consulta: 12 diciembre 2016]. 3.6.1

MINISTERIO de Energía, Gobierno de Chile (2010a). *Norma Técnica que determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la francquicia tributaria de la Ley N 20.365*. (document), 3.5.1, 3.5, 3.5.2, 3.8

MINISTERIO de Energía, Gobierno de Chile (2015). Energía 2050. política energética de Chile. <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2016/07/Politica-Energetica-Nacional.pdf>. [consulta: 23 octubre 2016]. (document), 2.3, 2.4, 2.2

MINISTERIO de Energía, Gobierno de Chile, PNUD Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (2010b). *Sistemas solares térmicos II. Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria*, 1ra. edición. (document), 3.4, 3.8, 3.4, 3.9, 3.4.1.1, 3.10, 3.11, 3.4.1.2, 3.15, 3.16, 3.4.1.8, 3.17, 3.4.1.10, 3.5.1, 3.5.3

MINISTERIO de Vivienda y Urbanismo, Gobierno de Chile (2014). *Manual Sistemas Solares Térmicos*. 3.5.2

MIR, Ignacio (2013). Heliotécnia. Clase 12. [Presentación Power Point]. 18 diapositivas. 3.5.2, 3.5.2, 3.5.2

MURRAY, Clare (2015). Energía solar en procesos industriales. <http://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/presentacion_expo_food/Presentacion %20Clare %20Murray.pdf>. [consulta: 27 noviembre 2016]. 3.3.2.2

SA, Aida [et al] (2015). Classification of industrial energy management practices. a case study of a swedish foundry. *Energy Procedia*, 75, 2581 – 2588 p. 2.1.1

SALDIVIA Salazar, David (2016a). Heliotécnia (Energía solar). Clase 16: Método f-Chart: Consideraciones. [Presentación Power Point]. 27 diapositivas. 3.5.2

SALDIVIA Salazar, David (2016b). Heliotécnia (Energía solar). Clase 6: Radiación en superficie inclinada. [Presentación Power Point]. 21 diapositivas. 3.5.2

SCHULZE, Mike [et al] (2016). Energy management in industry: a systematic review of previous findings and an integrative conceptual framework. *Journal of Cleaner Production*, 112(5), 3692 – 3708 p. (document), 2.1.2, 2.1

SOLEPANEL (2011). Colector y sistema solar térmico (CST y SST). <www.solepanel.cl/sistemassolares_sst.html>. [consulta: 29 noviembre 2016]. (document), 3.4.1.1, 3.12, 3.13, 3.14

SOLICLIMA (2015). Energía solar para empresas. <http://www.soliclima.es/aplicaciones/instalaciones/lista/2-energia-solar/131-procesos-industriales-mediante-energia-solar/177-energia-solar-para-empresa.html>. [consulta: 27 noviembre 2016]. 3.3.2.2

UNESCO (2016). Gasto en investigación y desarrollo (% del PIB). <http://datos.bancomundial.org/indicador/GB.XPD.RSDV.GD.ZS>. [consulta: 23 octubre 2016]. 2.2

UNIVERSIDAD de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (2016). Explorador de energía solar para autoconsumo. <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>. [consulta: 13 diciembre 2016]. (document), 3.6.3, 3.6.3, 3.27, 3.6.3, 3.31, 3.6.3, 3.35

A Cotizaciones y características de equipos agua caliente solar

solepanel® ARMOENERGY®

Agua Caliente Solar

Solepanel CHP20

Colector Solar Presurizado

Usos

- Diseñado para viviendas individuales e intalaciones colectivas
- Apto para uso con agua potable
- Diseñado para instalación en techos planos o con pendiente
- Permite su instalación en zonas de muy bajas temperaturas al incorporar anticongelante

Ventajas

- Alta capacidad de captación de la radiación solar aún en días nublados y fríos
- Circulación en cañerías de 1/2" no colapsables ni obstruibles
- Trabaja con agua y anticongelante en los tubos al vacío
- Libre de mantención y facil uso
- Continúa funcionando incluso faltando tubos, gracias a su conección heat pipe de cobre
- **Financiable con subsidio ley Nº 20.365.**

Características Técnicas

- Sistema presurizado que mantiene la presión del agua de la red, presión de trabajo 6 bar.
- Tubos de Borosilicato al vacío de alta capacidad de captación solar.
- Transmisión de calor por condensación tubos heat pipe
- Medidas totales de tubos y manifold en plano 1,70 mts x 2,00 mts

Especificaciones Técnicas

Dimensiones y pesos			
Largo Colector	1,92 m	Peso colector de tubos heat pipe	82,35 kg
Ancho colector	1,692 m	Medidas tubos	1800 x 50 mm
Alto Colector	150 mm	Nº de tubos	20
Area total Colector	3,25 m^2	Diametro externo	58 mm
Area apertura Colector	1,87 m^2		
Especificaciones tecnicas			
Tubos captación	Borosilicato doble al vacio	Presión de trabajo	hasta 6 bar
Aislacion estanque	50 mm poliuretano	Sistema	circuito cerrado
Intercambiador de calor	Tubos heat pipe	Estructura de soporte	Acero galvanizado
Liquido caloportador	Agua / agua + glicol	Tubo de conexión	3/4"
Rendimiento termico		Certificaciones	
n0	71 %	KEYMARK EN 12976	SP SC0562-12
a1	2,31 W/ m^2 K	Certificado Sical	CCSI-03-0088
a2	0,020 W/ m^2 k^2	Resolución SEC	054

Fotos de productos referenciales. Solepanel se reserva el derecho de modificar fotos y especificaciones

www.solepanel.cl
info@solepanel.cl

Almirante Pastene N°185 of 605
Providencia

Fono: +56 9 737 800 04

Figura A.1: Características técnicas para colector tipo "Heat Pipe" ofrecido por Solepanel. *Fuente: Solepanel*.

solepanel® ARMOENERGY®

Agua Caliente Solar

Solepanel FPC 1200A

Panel Solar Plano

Usos

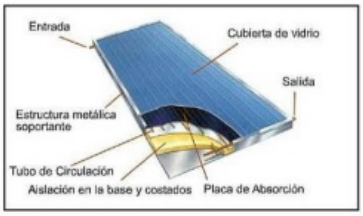
- Diseñado para captación de agua caliente solar con instalación Split
- Apto para uso de todo tipo de agua potable
- Diseñado para instalarse en techos planos o con pendiente

Ventajas

- Libre de mantención y facil uso
- Facilidad de integracion arquitectonica en techumbres
- Facilidad de integrar sistemas seriados de captación.
- **Acceso al Subsidio ley N° 20.365**

Características Técnicas

- Sistema presurizado que mantiene la presión del agua de la red , presión de trabajo 6 bar.
- Captación de calor por tubos de cobre bajo cubierta de vidrio transparente sobre base reflectante.
- Transmisión de calor por circulacion del agua en los conductores de cobre
- Medidas totales de tubos y manifold en plano 1,003 mt x 2,005 mts



Especificaciones Técnicas

Dimensiones y pesos			
Largo total	2,005 m	Area apertura	1,86 m²
Ancho total	1,003 m	Area absorción	1,745 m²
Fondo	0,16 m	Medidas tubos	12 mm
Area total	2,01 m²	N° Tubos	7
Peso equipo	32 m²	Espesor de los tubos	1 mm
Especificaciones tecnicas			
Tubos captación	Cobre y Aluminio	Liquido caloportador	Agua/Agua + Glicol
Maniflod	Aluminio Anodizado	Presión de trabajo	6 bar
Estructura soporte	Aluminio Anodizado	Sistema	presurizado
Aislación	Lana de Vidrio comprimida	Material de tubos	Cobre
Espesor del vidrio	3 mm	Tubo de conección	1/2"
Rendimiento termico		C ertificaciones	
n0	71,8 %	KEYMARK	EN 12976 3
a1	0.505 W/m² k	Certificado Sical	CCS-03-071
a2	0,019 W/m² k²	Resolución SEC	0843

Fotos de productos referenciales. Solepanel se reserva el derecho de modificar fotos y especificaciones

www.solepanel.cl
info@solepanel.cl
Almirante Pastene N°185 of 605
Providencia
Fono: +56 9 737 800 04

Figura A.2: Características técnicas para colector plano ofrecido por Solepanel. *Fuente: Solepanel*.

Sr Miguel Maureira Molina

Valparaiso
COTIZACION 2: SOLEPANEL
06/12/2016

ID	Equipos	Características	Cantidad	Unidad	Valor unit $	Valor $
1	Paneles Solares Térmicos	Planos con estructura soportante sobre techo	126	m2	143.317	18.057.942
2	Paneles Solares Térmicos	Tubos heat pipe con estructura soportante sobre techo	84	m2	175.181	14.715.204
3	Paneles Solares Térmicos	Tubos heat pipe con estructura soportante sobre techo	18	m2	175.181	3.153.258
4	Estanque Acumulador de agua caliente	2.000 lts de capacidad con serpentín interior, Material: vitrificado, Tº Diseño: 90ºC	1	Lts	5.139.000	5.139.000
5	Estanque Acumulador de agua caliente	1500 lts de capacidad con serpentín interior, Material: Vitrificado, Tº Diseño: 90ºC	1	Lts	4.590.000	4.590.000
6	Estanque Acumulador de agua caliente	300 lts de capacidad con serpentín interior, Material Vitrificado, Tº Diseño: 90ºC	1	Lts	1.085.000	1.085.000

Dólar $ 670
Entrega. 90 dias puesta su orden
Pago : 50 % con la orden , saldo contra entrega
Validez de la oferta : 30 -12-2016

Total neto		46.740.404
IVA		8.880.677
Total		55.621.081

Figura A.3: Cotización de los productos ofrecidos por Solepanel. *Fuente: Solepanel*.

Ficha Técnica
Colector Solar Presurizado
Heat Pipe

PRISMASOLAR

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL COLECTOR SOLAR

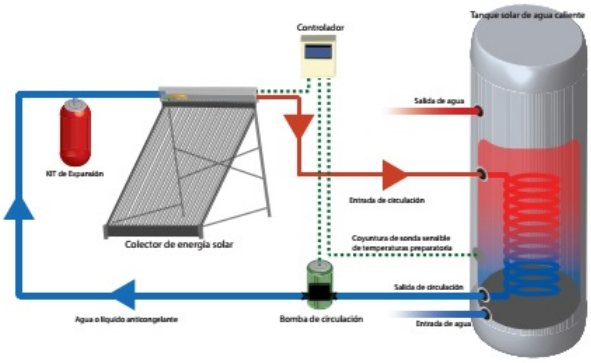
Número de tubos heat pipe	30 unid.
Dimensiones Tubo	58x1800 mm
Largo de Absorción Tubo	1715 mm
Porcentaje de Absorción	> 92 %
Porcentaje de Emisión	< 8 %
Largo / Ancho / Alto	2020x2655x155
Conexiones Manifold	38 mm/ 34 mm
Presión de Trabajo	0,6 MPa.
Temperatura de Estancamiento	200,3 ºC.
Máxima temperature de servicio	95 ºC.
Peso Neto Colector	114 kg.
Área de Apertura	2,84 m2.
Eficiencia Optica	71,4 %
Pérdida Lineal	1,08 W/m2K

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

El tubo tipo heat pipe está compuesto de una pipa hermética de cobre, que contiene fluido caloportador de alta eficiencia en su interior, ubicada dentro del tubo al vacío, el calor se transfiere a la pipa y ésta a su cabezal mediante films de aluminio que ayudan con la transferencia.

El cabezal se conecta al manifold del colector donde circula el fluído del circuito primario.

El circuito primario es presurizado mediante una bomba de impulsion controlada por un termostato diferencial digital, que al censar la diferencia de temperatures entre el colector y el estanque de acumulación activa la circulación del fluído del circuito primario.



El traspaso del calor del fluído del circuito primario se puede realizar en forma directa al estanque acumulador, o mediante un intercambiador de calor en forma de serpentín dentro del estanque, como ilustra la figura.

Santa Elvira 76, Santiago, Chile | Fonos: (+56) 2 556 4871 - (+56) 2 551 7092 | contacto@esol.cl | www.esol.cl

Figura A.4: Características técnicas para colector tipo “Heat Pipe” ofrecido por Esol. *Fuente: Esol*.

Guangdong Fivestar Solar Energy Co., Ltd.

Offer Sheet for flat plate solar collector FP3.0-G

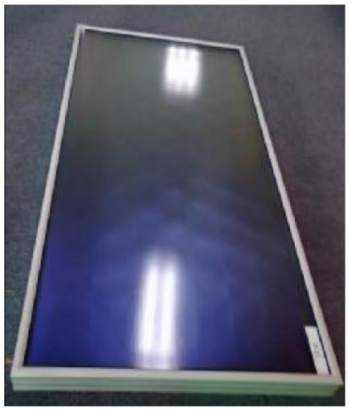
Model No.&Specs		FP3.0-G	Reference Photo
Overall Data	Collector dimension(mm)	2000*1250*95	
	Overall area(m2)	2.5	
	Aperture area(m2)	2.3	
	Absorber area(m2)	2.17	
	Fluid capacity(liter)	2.2L	
Absorber	Header dimension(mm)	Ø22	
	Welding way	Laser welding	
	Max. working pressure	0.8Mpa	
	Absorber material	Full Aluminum plate	
	Absorber coating	Blue selective coating	
	Absorption	95%	
	Emittance	5%	
Insulation	Insulation material	Fiber glass	
	Insulation thickness(mm)	back:50	
Glazing	Transmittance	92%	
	Material	3.2mm Low iron tempered textured glas	
Casing	Frame	Anodized aluminum alloy	
	Back plate	Aluzinc steel	
	Sealing gasket	EPDM	
Overall weight	Net weight(kg)	48	
Container loading			
Certification	Solar Keymark certified		

Figura A.5: Características técnicas para colector plano ofrecido por Esol. *Fuente: Esol*.

ByM Importaciones Limitada
Giro : Import. y Comerc. de Equipos Elec. y Energias Renov.
Direccion : Santa Elvira 76, Santiago
Fono : 02-25564871 / 02-25517092

R.U.T.: 76.637.060 - 8

COTIZACION

N°39407

09 de Diciembre 2016

Señor(es)	: Anonimous	**R.U.T.**	: 10.000.000 - 8
Direccion	: no aplica	**Fono**	:
Ciudad	: no aplica	**Forma Pago**	
Comuna	: no aplica	**Contacto**	: rrodriguez
Giro	: no aplica	**Email**	:

Observaciones:

CODIGO	CANT.	DETALLE	PRECIO	TOTAL
T0.500E	4	Estanque Vertical 500 Lts Directo, Acero Vitrificado	610.000	2.440.000
PS581830A	8	Colector Presurizado Heat Pipe 30 Tubos 1800x58 mm	330.000	2.640.000
HEAT.SP210	1	Intercambiador de Calor para piscina 60 kW	135.000	135.000
TK-SC8	1	Controlador Digital diferencial	45.000	45.000
TAI-INOX.25	3	Bomba Recirculacion Inox. 25 mm	35.000	105.000
TAI-INOX.32	1	Bomba Recirculacion Inox 32 mm	50.000	50.000
TEXP19	1	Tanque de Expansion 19 Lts, Barem	49.000	49.000
VT-PURG	2	Purgador de Aire	7.000	14.000
VT-RE.CH.20mm	1	Valvula Retencion Tipo Chapaleta DN 20 mm.	6.000	6.000
vt-ch3/4	1	Valvula Check 3/4	1.415	1.415
VT-NCT-SCREW-0.75	16	Conector terminal colector 3/4 pulg	3.500	56.000
VT-SP6	2	Valvula de Seguridad Presion 6 bar	7.000	14.000

Sub Total	5.555.414
Descuento	555.541
Monto Neto	4.999.873
Monto IVA 19%	949.976
Monto Total	5.949.849

Esol Energia Solar, Santa Elvira 76, Santiago http://www.esol.cl email:contacto@esol.cl Fono: 2-5564871/ 2-5517092

Figura A.6: Cotización de los productos ofrecidos por Esol. *Fuente: Esol*.

B Cotizaciones y características de equipos fotovoltáicos

POLY 295W/300W/305W

ulica solar
LEADING IN TECHNOLOGY

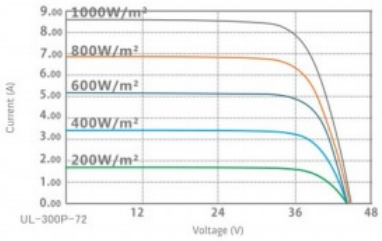
ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters Standard Test Conditions

Module Type			UL-295P-72	UL-300P-72	UL-305P-72
Power Output	Pmax	W	295	300	305
Power Tolerance	ΔPmax	%		0/+3	
Module Efficiency	η m	%	15.25	15.48	15.74
Voltage at Pmax	Vm	V	36.4	36.5	36.6
Current at Pmax	Im	A	8.11	8.22	8.34
Open-Circuit Voltage	Voc	V	44.9	45.1	45.2
Short-Circuit Current	Isc	A	8.55	8.62	8.73

STC: 1000w/m² irradiance, 25°C module temperature, AM1.5 spectrum.

I-V CURVE

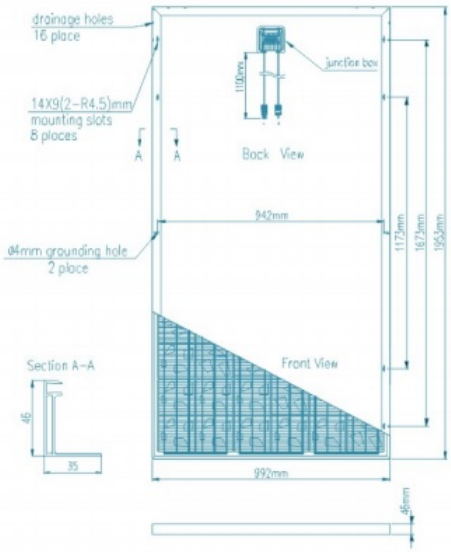


THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	45±2
Temperature Coefficient of Pmax	γ	%/°C	−0.403
Temperature Coefficient of Voc	β_{Voc}	%/°C	−0.330
Temperature Coefficient of Isc	α_{Isc}	%/°C	+0.065

OPERATING CONDITIONS

Max.System Voltage	1000V
Max.Series Fuse Rating	15A
Operating Temperature Range	−40°C～85°C
Max. Static Load,Front(e.g., snow and wind)	5400Pa
Max. Static Load,Back(e.g., wind)	3800Pa
Application Class	A



CONSTRUCTION MATERIALS

Front Cover(material/type/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(quantity/material/type/dimension)	72/polycrystalline/156x156mm
Encapsulant(material)	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame(material/anodization color)	anodized aluminum alloy/silver or black
Junction Box(protection degree)	IP67
Cable(length/cross-sectional area)	1100mm/4mm²
Plug Connector	MC4 compatible

GENERAL CHARACTERISTICS

Dimension(L/W/H)	1953/992/46mm
Weight	22.5kg

Please read the instruction manual in this entirety before handing, installing,and operating Ulica Solar modules.

PACKING CONFIGURATION

Pallet Size(L/W/H)	2045/1120/2300mm
Pallet Weight	1070kg
Pieces per Pallet	44pcs
Pieces per Container	484pcs

Our partner:

INTERNATIONAL CERTIFICATES

- IEC61215,IEC61730/TÜV,UL,CE,CEC, JET,MCS,CE,CQC,PV CYCLE
- ISO9001:2008
- ISO140001:2004
- BS OHSAS 18001:2007

Due to continuous Innocation, research and improvement , the specification is subject to change without prior notice.

www.ulicasolar.com

Figura B.1: Características técnicas del colector UL-300P-72 ofrecido por Esol. *Fuente: Esol*.

ByM Importaciones Limitada
Giro : Import. y Comerc. de Equipos Elec. y Energias Renov.
Direccion : Santa Elvira 76, Santiago
Fono : 02-25564871 / 02-25517092

R.U.T.: 76.637.060 - 8

COTIZACION

N°39590

20 de Diciembre 2016

Señor(es)	: Anonimous	**R.U.T.**	: 10.000.000 - 8
Direccion	: no aplica	**Fono**	:
Ciudad	: no aplica	**Forma Pago**	
Comuna	: no aplica	**Contacto**	: cramirez
Giro	: no aplica	**Email**	:

Observaciones:

CODIGO	CANT.	DETALLE	PRECIO	TOTAL
FP3.0-G	1	Colector Placa Plana 2,5 m2, Tinox	189.000	189.000
PF300P-UL	1	Placa Fotovoltaica Policristalina 300 Watt ULica Solar	130.000	130.000
OMN20.0TL.3P.DC	1	Inversor en Red Trifasico String Omnik 20.0K-TL	2.320.000	2.320.000

Monto Neto	2.639.000
Monto IVA	501.410
Monto Total	3.140.410

Esol Energia Solar, Santa Elvira 76, Santiago http://www.esol.cl email:contacto@esol.cl Fono: 2-5564871/ 2-5517092

Figura B.2: Cotización de los productos ofrecidos por Esol. *Fuente: Esol*.

Electrical characteristics at Standard Test Conditions(STC)

Module type	CSUN 250-60P	CSUN 245-60P	CSUN 240-60P	CSUN 235-60P	CSUN 230-60P
Pmpp [W]	250	245	240	235	230
Positive power tolerance	0~3%				
Voc [V]	37.3	37.1	36.9	36.8	36.7
Isc [A]	8.81	8.74	8.67	8.59	8.52
Vmpp [V]	29.9	29.7	29.6	29.5	29.4
Impp [A]	8.36	8.25	8.11	7.97	7.83
Practical module efficiency	17.12%	16.78%	16.44%	16.10%	15.75%
Module efficiency	15.40%	15.09%	14.78%	14.47%	14.17%

Electrical data relates to standard test conditions (STC) : irradiance 1000W/ ㎡ ; AM 1.5 ; cell temperature 25 ℃. measuring uncertainty of power is within ±3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL 1703

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature(NOCT)

Module type	CSUN 250-60P	CSUN 245-60P	CSUN 240-60P	CSUN 235-60P	CSUN 230-60P
Maximum Power-Pmax	185	181	178	175	172
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	27.9	27.5	27.2	27	26.7
Maximum Power Current-Impp(A)	6.64	6.58	6.54	6.48	6.44
Open Circuit Voltage(V)-Voc(V)	34.5	34.2	34	33.8	33.6
Short Circuit Current(A)-Isc(A)	7.1	7.02	6.95	6.9	6.85

Electrical data relates to standard test conditions (NOCT) : irradiance 800W/ ㎡ ; wind speed 1 m/s ; cell temperature 45 ℃; ambient temperature 20 ℃. measuring uncertainty of power is within ±3%

Temperature Characteristics

Voltage Temperature Coefficient	-0.292%/K
Current Temperature Coefficient	+0.045%/K
Power Temperature Coefficient	-0.408%/K

Maximum Ratings

Maximum system voltage(V)	1000
Series fuse rating(A)	20

Mechanical Characteristics

Dimensions	1640x990x40mm(LxWxH)
Weight	19.1kg
Frame	Anodized aluminum profile
Front glass	White toughened safety glass, 3.2mm
Cell Encapsulation	EVA(Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Sheet	composite film
Cells	6x10 pieces monocrystalline solar cells series strings (156mmx156mm)
Junction Box	with 6bypass diodes
Cable	length 900mm,1x4m ㎡

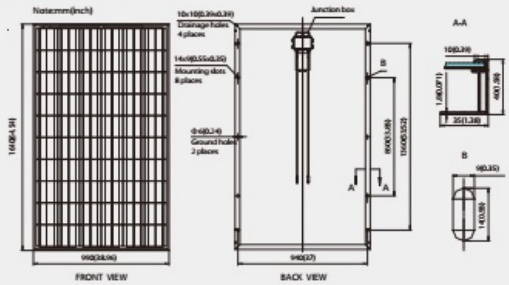
Packaging

Dimensions(LxWxH)	1640x990x40mm
Container 20'	300
Container 20'HC	324
Container 40'	700
Container 40'HC	756

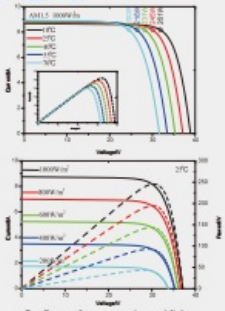
System Design

Temperature range	-40℃to+85℃
Hail	maximum diameter of 25mm with impact speed of 23m/s(51.2mph)
Maximum surface load capacity	7200pa

Dimensions



IV-Curves



Excellent performance under weak light condition.

Figura B.3: Características técnicas del colector CSUN 250-60P ofrecido por Puntosolar. *Fuente: Puntosolar*.

Estimado Miguel :

Buen día, he recibido su mensaje a través de la página web, por el momento nos dedicamos solamente a energía que podré ayudar solo con el item :

- Panel fotovoltaico 260W CSUN.

El que tiene un valor de $154.000 + Iva.

Quedo atento a dudas
Saludos cordiales.

--

FRANCISCO GÚMERA CARREÑO

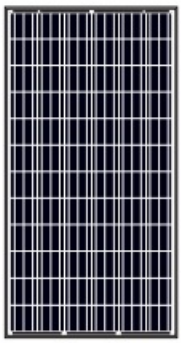
Vera y pintado 2576, Providencia
Santiago, Chile
www.puntosolar.cl

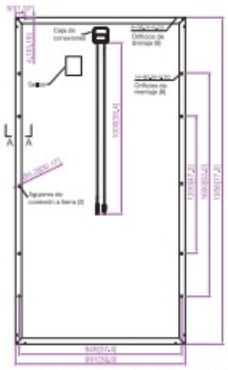
Figura B.4: Cotización de los productos ofrecidos por Puntosolar. *Fuente: Puntosolar*.

JAP6 72/300-320/3BB

JA SOLAR

Planos





■ longitud de cable personalizado disponible bajo petición

PARÁMETROS MECÁNICOS

Célula (mm)	Poly 156x156
Peso (kg)	26 (aproximadamente)
Espesor del cristal	4 mm
Dimensiones (L×W×H) (mm)	1956×991×45
Sección del cable (mm^2)	4
N°. de células y conexiones	72 (6×12)
N°. de diodos	IP67, 3 diodos
Conector de la caja de conexiones	MC4 Compatible
Configuración de embalaje	23 Por Pallet

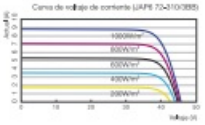
CONDICIONES OPERATIVAS

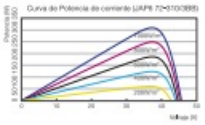
Voltaje máximo del sistema	DC 1000V (IEC)
Temperatura de funcionamiento	-40℃~+85℃
Capacidad máxima del fusible	15A
Carga máxima estática, delantera (por ejemplo, la nieve y el viento)	5400Pa (112 lb/ft²)
Carga máxima estática, trasera, (por ejemplo, el viento)	2400Pa (50 lb/ft²)
NOCT	45±2℃
Clase de la aplicación	Clase A

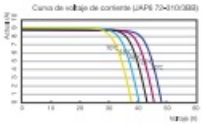
PARÁMETROS ELÉCTRICOS

TIPO	JAP6 72-300/3BB	JAP6 72-305/3BB	JAP6 72-310/3BB	JAP6 72-315/3BB	JAP6 72-320/3BB
Potencia máxima STC (W)	300	305	310	315	320
Tensión en Circuito Abierto (Voc/V)	45.20	45.35	45.45	45.60	45.82
Tensión de Potencia Máxima (Vmp/V)	36.41	36.71	37.00	37.28	37.56
Corriente de Corto Circuito (Isc/A)	8.73	8.79	8.85	8.91	9.03
Corriente de Potencia Máxima (Imp/A)	8.24	8.31	8.38	8.45	8.52
Eficiencia del modulo [%]	15.48	15.73	15.99	16.25	16.51
Tolerancia de la potencia (W)			-0~+5W		
Coeficiente térmico de Isc (αIsc)			+0.058%/℃		
Coeficiente térmico de Voc (βVoc)			-0.330%/℃		
Coeficiente térmico de Pmax (γPmp)			-0.410%/℃		
STC	Irradiación 1000W/m², Temperatura de la célula 25℃, masa de aire 1.5				

I-V CURVE







NOCT

TIPO	JAP6 72-300/3BB	JAP6 72-305/3BB	JAP6 72-310/3BB	JAP6 72-315/3BB	JAP6 72-320/3BB
Potencia máxima (Pmax) [W]	217.80	221.43	225.06	228.69	232.32
Tensión en Circuito Abierto (Voc) [V]	42.31	42.47	42.58	42.63	42.78
Tensión de Potencia Máxima (Vmp) [V]	33.77	33.91	34.05	34.08	34.28
Corriente de Corto Circuito (Isc) [A]	6.89	6.93	6.99	7.06	7.16
Corriente de Potencia Máxima (Imp) [A]	6.45	6.53	6.61	6.71	6.78
condición	Bajo normal temperatura de funcionamiento la célula, irradiancia de 800 W / m2, espectro AM 1,5, temperatura ambiente de 20 ℃, la velocidad del viento 1 m / s				

Los datos eléctricos mostrados en este catálogo no se refieren a un solo módulo y no son parte de la oferta. Sólo sirven como sistema de comparación entre los diferentes tipos de módulos.

JA Solar 01.2015

Figura B.5: Características técnicas del colector JAP6 72-310/3BB ofrecido por Tritec. *Fuente: Tritec*.

Estimado Miguel,

Junto con saludar y según lo conversado adjunto las fichas técnicas de los paneles que comercializamos. Estos están todos apr
Precio lista sujeto a descuento dependiendo del monto de la compra:

- Hareon HR-255-18/Bb Poly 3Bb (1636X992X35) 255 Wp, -0/+5 W → CLP 136.251
- Hareon HR-310P-24/Ba Poly 3BB (1952x992x40/35) 310 Wp, -0/+5 W → CLP 157.356
- JA Solar 310W Policristalino (1956x991x45) - 72 cell MC4 -0/+5 W → CLP 194.625

Saludos cordiales y quedo atento a su respuesta,

Ulrich Harsch| Ejecutivo de Ventas

TRITEC - Intervento SpA
Calle Doctor Manuel Barros Borgoño Nº 71, Of. 1604
Providencia, Santiago de Chile

Figura B.6: Cotización de los productos ofrecidos por Tritec. *Fuente: Tritec*.