



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA**

**OPTIMIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE
PRODUCCIÓN DE CALOR SOLAR PARA EL PROCESO DE
ELECTRO-OBTENCIÓN DE COBRE**

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA MENCIÓN MECÁNICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

CARLOS ALBERTO FLORES LEÑERO

**PROFESOR GUÍA:
CARLOS GHERARDELLI DEZEREGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ALFREDO MUÑOZ RAMOS
ROBERTO ROMÁN LATORRE
NICOLA BORREGAARD**

**SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2009**

RESUMEN DE LA TESIS
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO Y
MAGÍSTER EN CS. DE LA ING. MENCIÓN MECÁNICA
POR: CARLOS ALBERTO FLORES LEÑERO
FECHA: 29 DE ABRIL DE 2009
PROF. GUÍA: SR. CARLOS GHERARDELLI DEZEREGA

“OPTIMIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE CALOR SOLAR PARA EL PROCESO DE ELECTRO-OBTENCIÓN DE COBRE”

La zona geográfica comprendida entre la frontera con Perú y la cuarta región se caracteriza por albergar al Desierto de Atacama, en donde destacan sus cielos claros e intensa radiación solar a lo largo del año. Dentro de esta zona se encuentran también la mayor cantidad de faenas mineras de explotación y procesamiento de cobre, resultando de interés investigar la conveniencia de la utilización de la energía solar en los procesos productivos de esta industria.

La presente investigación tiene como objetivo estudiar el desempeño de un campo de colectores de cilindro parabólico para producir calor en el proceso de electro-obtención de cobre, determinar con mayor precisión sus costos y beneficios, y establecer criterios de diseño que permitan un óptimo desempeño económico del sistema.

Para lograr estos objetivos, se generó una plataforma de simulación en el software TRNSYS, para realizar pruebas de operación y desempeño a distintas configuraciones de un campo de colectores solares integrado al proceso de electro-obtención de planta cercana a la ciudad de Calama. De esta forma, para cada configuración fue posible obtener, entre otros resultados relevantes, el calor útil, las pérdidas y el consumo anual de combustible y electricidad del sistema. Luego, se estableció un escenario de precios representativo del estado actual de las tecnologías involucradas, de forma de transformar los resultados técnicos de las simulaciones, en costos y beneficios económicos.

Para el rango de tamaño en estudio —entre 5.000 y 10.000 m^2 — se encontró que el campo solar es capaz de proporcionar hasta 90 TJ de calor útil anual, evitando emisiones de gases de efecto invernadero de hasta 8.000 Ton_{CO_2eq} /año. El análisis económico realizado mostró, por un lado, que este sistema es rentable bajo el criterio del Valor Actual Neto (VAN) y una tasa de descuento de 10%. Además, se identificó la existencia de configuraciones que maximizan el VAN del proyecto, obteniéndose un retorno del capital de entre 3 y 4 años.

Finalmente, un análisis de sensibilidad del VAN del proyecto, mostró que este sistema es rentable aun considerando el precio mínimo del Diésel en los últimos 6 años.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres, Carlos y Ana María, por su eterno amor, paciencia y comprensión. Por ser siempre un apoyo incondicional y un enorme ejemplo de vida. Gracias.

A mis herman@s: Ignacio (el revolucionario), Tomás (el bombero) y Anita Luisa (la nena nena, la pequeña, deportista e inteligente), por ser grandes (aunque jóvenes) personas, por estar siempre preocupados de mi y hacerme olvidar de las preocupaciones de la universidad.

A Shannon, Philippe y Elodie, que han sido como mi familia en los últimos dos años. Por aguntar todos mis arrebatos, mi suciedad, mi flojera, mi "talento" musical y, particularmente, mis experimentos culinarios, (casi) siempre con una sonrisa en la cara. Nadie sufrió los efectos secundarios de esta tesis como ustedes tres, probablemente la casa estará mas limpia ahora (tampoco se ilusionen mucho!).

A mi profesor guía, Carlos Gherardelli, por haber sido mi guía en este trabajo y un incansable apoyo a las actividades estudiantiles de nuestro departamento, aún a costa de su propia carrera académica. Como pocas personas en el mundo, demostró siempre su compromiso con el departamento y sus alumnos a través de acciones concretas, demostrando su enorme compromiso bajo ese hielo superficial.

Quisiera agradecer también a mi comisión evaluadora: Alfredo Muñoz, Roberto Román y Nicola Borregaard, por su constante apoyo, especialmente bajo las circunstancias extraordinarias que sucedieron en el marco de esta tesis.

A mis grandes amigos de la U, Orlando (orly), Francisco (pancho del sur), Ari (su nombre es realmente Ari) y tantos otros, por hacer la vida en esta facultad mas entretenida, junto a innumerables cervezas y memorables carretes y pichilemus.

A mis grandes amigos del colegio, muchos de los cuáles han estado conmigo desde hace casi veinte años y siguen ahí (no hay como echarlos!). Un agradecimiento particular a Claudio, que me dio un buen consejo para la tesis y le prometí que lo incluiría en estos agradecimientos (cumplí!).

A mi cuasi prima Claudia, quien me ayudó con el enorme trabajo de revisar la redacción de esta tesis. Si Dios existe, este sacrificio debe ser suficiente para ganarte el cielo.

A toda la gente del Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (PRIEN), por haberme albergado durante todo este tiempo, y por hacer que mi primera experiencia de trabajo sea muchísimo mejor y mas interesante que la de la gran mayoría de los ingenieros durante toda su vida. Gracias!

A todos mis amigos de la vida, trabajos voluntarios, política y a los que estoy olvidando por la falta de tiempo. Muchas gracias.

Índice

Índice de figuras	IV
Índice de cuadros	VII
1. Introducción y Objetivos	1
1.1. Introducción	1
1.2. Objetivos	3
2. Antecedentes	4
2.1. Tecnologías de Colectores Solares	4
2.1.1. Colectores de Cilindro Parabólico (CCP)	5
2.2. Centrales Solares de Calor de Proceso Existentes	8
2.3. Producción de Cobre en Chile	12
2.3.1. Producción de Mina	12
2.3.2. Producción de Cobre Refinado	13
2.3.3. Evolución de la Capacidad de Producción	16
2.4. Procesos Previos a la Electro-obtención	17
2.4.1. Lixiviación del Cobre	17
2.4.2. Extracción por Solvente	17
2.4.3. Electro-obtención	19
2.5. Potenciales para la energía solar en la minería del cobre	22
2.5.1. Potencial en la Electro-obtención	22
2.5.2. Potencial en la Lixiviación	23
2.5.3. Potencial en la Electro-Refinación (ER)	24
2.6. Consideraciones Económicas	25
2.6.1. Costo de Instalación Colectores CCP	25
2.6.2. Costo del Combustible	26
2.6.3. Costo Energía Eléctrica	30

2.7.	Mercado de Bonos de Carbono	31
2.7.1.	Registro y Certificación	31
2.7.2.	Precio de Mercado de CERs	32
2.7.3.	Cálculo de Reducción de Emisiones	33
3.	Metodología	35
3.1.	Descripción del Software Utilizado en la Simulación	36
3.2.	Planta de Electro-Obtención a estudiar	38
3.2.1.	Inserción del campo de colectores la planta EW	39
3.3.	Radiación Solar	40
3.3.1.	Procedimiento realizado	41
3.4.	Dimensionamiento de Componentes para la simulación	47
3.4.1.	Campo de Colectores de Cilindro Parabólico	48
3.4.2.	Pérdidas Térmicas en Tuberías	52
3.4.3.	Consumo Eléctrico por Bombeo	56
4.	Resultados	64
4.1.	Radiación Solar	64
4.1.1.	Radiación Normal Directa a lo Largo del Año	64
4.2.	Caudal Másico	67
4.3.	Efectividad del Intercambiador de Calor	68
4.4.	Calor Útil Anual	69
4.4.1.	Fracción Solar Anual Diurna (F) vs Coeficiente de Transferencia de Calor (UA)	69
5.	Análisis de Resultados	73
5.1.	Calor Útil	73
5.2.	Consumo Eléctrico por Bombeo	76
5.2.1.	Costos Eléctricos por Bombeo	77
5.3.	Evaluación económica del Sistema	80
5.3.1.	Periodo de Recuperación del Capital	81
5.3.2.	Valor Actual Neto	84
5.3.3.	Caracterización de Óptimos de Diseño	88
5.4.	Reducción de Gases de Efecto Invernadero	91
5.5.	Análisis de sensibilidad	94
5.5.1.	Precio del Diésel	94
5.5.2.	Precio del campo de colectores	95

6. Conclusiones	98
7. Bibliografía	101
A. Código fuente Modelo de Campo de Colectores CCP	104
B. Metodología de Durkhardt	109
C. Calor Útil Anual Obtenido	113
D. Análisis de Sensibilidad	117

Índice de figuras

2.1. Componentes de un colector de cilindro parabólico.	6
2.2. Campo de colectores de cilindro parabólico en Marstal, Aeroe, Dinamarca.	10
2.3. Campo de colectores de cilindro parabólico en la fábrica de SunChips, Modesto, California. (Fuente: SunChips.)	12
2.4. Evolución en la producción de cátodos refinados por proceso. (Fuente: ICSG [11].)	14
2.5. Flujo de soluciones entre los procesos de LX, SX y EW.	18
2.6. Esquema de funcionamiento de una nave de electro-obtención.	19
2.7. Esquema de los componentes del proceso de electro-obtención (EW).	21
2.8. Tendencia en los costos de las plantas CCP.	26
2.9. Precios del petróleo WTI desde 1990 a Junio de 2008.	27
2.10. Precios paridad para el Diésel desde 2000 a la fecha [28].	28
2.11. Evolución del PMM del SING desde Noviembre de 2006 a la fecha [29].	30
3.1. Implementación del sistema de calentamiento solar en el software TRNSYS.	37
3.2. Características del circuito de calentamiento de la planta de EW.	38
3.3. Diagrama de inserción de un campo de colectores solares en el circuito de calentamiento de la planta EW escogida.	39
3.4. Porcentaje de días con respecto al total anual distribuidos por rango de transparencia atmosférica K_T para la ciudad de Calama en 2006.	44
3.5. Ajuste a la radiación de día claro obtenida con el modelo de Bird.	45
3.6. Variables relevantes en el cálculo del calor transferido al exterior.	53
3.7. Campo de colectores como un arreglo en paralelo de resistencias hidráulicas.	57
3.8. Pérdidas de carga del campo de colectores para distintos tamaños de campo.	59
3.9. Caudal másico para distintos tamaños de campo de colectores a lo largo del día para el día 1 de Enero.	60
3.10. Curvas de características de una bomba centrífuga incluyendo iso-eficiencias.	61
3.11. Eficiencia de las bombas en función del caudal bombeado.	62

4.1. Radiación normal directa a lo largo del día para un día de invierno y otro de verano. . .	65
4.2. Radiación directa, DNI y ángulo de incidencia a lo largo del día para el 15 de Junio. . .	66
4.3. DNI diaria resultante dada la metodología aplicada.	66
4.4. Caudal másico a circular por el campo de colectores para 4 días del año.	67
4.5. Caudal másico para distintos tamaños de campo de colectores y un intercambiador de calor de 2 MW/K.	68
4.6. Efectividad para 4 momentos del año.	68
4.7. Fracción Solar Anual para un campo de colectores de $5000m^2$, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.	69
4.8. Fracción Solar Anual para un campo de colectores de $6000m^2$, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.	70
4.9. Fracción Solar Anual para un campo de colectores de $7000m^2$, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.	70
4.10. Fracción Solar Anual para un campo de colectores de $8000m^2$, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.	71
4.11. Fracción Solar Anual para un campo de colectores de $9000m^2$, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.	71
4.12. Fracción Solar Anual para un campo de colectores de $10000m^2$, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.	72
5.1. Calor perdido anual por modo desenfoque, como fracción del calor total anual requerido	74
5.2. Calor útil anual, pérdidas por desenfoque y calor obtenido por mayor eficiencia, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador.	75
5.3. Caudal másico a bombear y su consumo eléctrico asociado para cada mes del año	76
5.4. Estimación de la evolución del precio de la electricidad a considerar entre 2009 y 2029 .	78
5.5. Consumo eléctrico para cada trimestre del año	78
5.6. Caudal másico para distintos tamaños de campo de colectores y un valor de UA de 2 MW/K.	79
5.7. Resultados 3D del periodo de recuperación del capital para distintos tamaños de campo de colectores y coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor .	82
5.8. Configuración que minimiza el periodo de recuperación del capital para cada tamaño de campo de colectores estudiado	82
5.9. Valor Actual Neto obtenido para cada configuración estudiada para un campo de colectores de $5000m^2$	84

5.10. Gráfico 3D del Valor Actual Neto obtenido para los distintos tamaños del campo de colectores y coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor considerados.	85
5.11. Diagrama de diseño óptimo, con respecto al VAN ideal obtenido.	86
5.12. Diagrama de diseño óptimo del sistema. Las iso-curvas de línea punteada representan la Fracción Solar Anual (F).	87
5.13. Inversión inicial para los óptimos económicos encontrados, en miles de US\$.	88
5.14. Ahorros y costos anuales para los óptimos económicos encontrados, en miles de US\$.	89
5.15. Fracción de los costos anuales representada por el bombeo, Operación y Mantenimiento.	90
5.16. Diagrama de iso-curvas de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Las iso-curvas en línea punteada representan la reducción de emisiones anual (E) en $[Ton_{CO_2}/año]$	92
5.17. Reducción de GEI para cada diseño óptimo encontrado, en $[Ton_{CO_2}/año]$	92
5.18. Utilidades anuales por venta de CERs del proyecto, por tamaño de campo de colectores.	93
5.19. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para tres tamaños de campo de colectores.	95
5.20. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para los cuatro escenarios en estudio.	97
D.1. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 5000 m^2	117
D.2. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 6000 m^2	118
D.3. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 7000 m^2	119
D.4. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 8000 m^2	120
D.5. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 9000 m^2	121
D.6. Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 10000 m^2	122

Índice de cuadros

2.1. Tipo de colectores existentes y sus factores de concentración. Fuente: Kalogirou [5].	4
2.2. Características del colector de cilindro parabólico de IST escogido [5] y [10].	8
2.3. Ejemplos de plantas de calor utilizando colectores de placa plana y CTV en el mundo.	10
2.4. Ejemplos de plantas de generación eléctrica utilizando colectores CCP en el mundo.	11
2.5. Ejemplos de plantas de generación de calor a nivel industrial utilizando colectores CCP en el mundo.	12
2.6. Principales productores de cobre de mina [11].	13
2.7. Producción mundial de Cátodos EW, 2004 [14].	15
2.8. Mayores inversores en la producción de cátodos EW en Chile, 2004.	16
2.9. Predicción de la evolución en la capacidad mundial de producción de cobre por proceso en miles de Toneladas. Periodo 2006 - 2011 [16].	16
2.10. Datos de la planta de ER de Kennecott Utah Copper [17].	24
2.11. Costo de algunas plantas solares de generación de calor utilizando tecnología CCP.	25
2.12. Variación en el periodos de recuperación de capital para distintos precios del GN	29
2.13. Costos y utilidades anuales de proyectos MDL según su escala de tamaño.	32
2.14. Emission factors in $[kg_{CO_2eq}/TJ]$ for the fuels that are used the most in the industrial process heating.	34
3.1. Nomenclatura a utilizar en los cálculos de la presente sección.	41
3.2. Parámetros de entrada para el modelo de Bird utilizados.	42
3.3. Clasificación de días por transparencia atmosférica.	43
3.4. Título de la Tabla.	54
3.5. Caudal y altura nominal de las bombas seleccionadas para cada tamaño de campo de colectores.	62
5.1. Valores a utilizar para el cálculo de costo por consumo eléctrico a lo largo del tiempo.	77
5.2. Precios e impuestos considerados para la estimación del precio del Diésel para 2009.	80

5.3. Costos y parámetros considerados al momento de calcular el VAN para cada configuración en análisis.	81
5.4. Configuración óptima para cada tamaño de campo de colectores, utilizando como criterio el Valor Actual Neto.	85
C.1. Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 5.000 m^2	113
C.2. Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 6.000 m^2	114
C.3. Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 7.000 m^2	114
C.4. Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 8.000 m^2	115
C.5. Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 9.000 m^2	115
C.6. Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 10.000 m^2	116
D.1. Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.	117
D.2. Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.	118
D.3. Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.	119
D.4. Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.	120
D.5. Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.	121
D.6. Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.	122

Capítulo 1

Introducción y Objetivos

1.1. Introducción

A partir de la Revolución Industrial, el mundo ha sufrido profundos cambios tecnológicos que han transformado la sociedad a lo que conocemos hoy. Esta explosión de industria y manufactura fue posible gracias a la utilización de combustión de combustibles fósiles como fuente de energía para otorgar calor y trabajo mecánico de una forma más sencilla, a un relativo bajo costo. Actualmente la tecnología y sociedad han cambiado muchísimo, sin embargo la energía que permite la realización de la mayor parte de nuestros actos sigue siendo producida a partir de la combustión de combustibles fósiles, donde el petróleo ha sido el protagonista desde fines del siglo XIX. Hoy en día, el mundo consume unos 82,5 millones de barriles de petróleo para satisfacer la mayor parte de sus requerimientos de electricidad, calor y transporte, entre otros [1].

En 1973, la Organización de los Países Exportadores de Petróleo Árabes anunció que no comercializaría más petróleo con varias de las potencias económicas del momento, entre ellos; Estados Unidos. Este evento es conocido como la *Primera Crisis Energética Mundial*, y fue el primer gran aviso de la enorme dependencia al petróleo que la sociedad poseía, impulsando las primeras medidas de eficiencia energética y sustitución de combustibles fósiles por otras energías. En este escenario, nacen los primeros esfuerzos para la aplicación de la energía solar de forma comercial.

Además, la inquietud por los cambios climáticos sucedidos en la segunda parte del siglo XX llevaron a la creación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) en Nueva York y la realización de la llamada *Cumbre de la Tierra*, en Río de Janeiro, Brasil, en 1992. En 1997, la mayor certeza de las causas antropomórfas del calentamiento global llevaron a la firma del Protocolo de Kioto, en donde los mayores emisores de gases de efecto invernadero se comprometen a bajar sus emisiones 5,2% bajo los niveles de 1990, a través de iniciativas de eficiencia energética, captura de emisiones y uso de energías renovables no-convencionales.

La necesidad de los países industrializados por reducir sus emisiones ha llevado a un importante esfuerzo por desarrollar tecnologías que generen energía con bajas o nulas emisiones de gases de efecto

invernadero, al menor costo posible. Esto ha llevado a un enorme salto en la utilización de energía solar a nivel doméstico, como también a un importante auge en la producción de energía eléctrica a partir de energía solar. La aplicación de estas tecnologías para satisfacer requerimientos de calor a nivel industrial ha avanzado a un paso más lento, sin embargo, los últimos años han evidenciado un sostenido crecimiento en esta área, fruto de tecnologías más maduras y una mayor conciencia de parte de la sociedad.

Como se analiza en este trabajo de investigación, el potencial de generación de calor industrial de la energía solar en zonas de alta radiación, como en el norte de Chile, es enorme. El desarrollo de tecnologías de menor costo, especialmente pensadas en generación de calor de proceso de baja y mediana temperatura, han permitido que estas se transformen en una alternativa real de reemplazo a los combustibles fósiles convencionales en localidades donde exista un alto recurso solar. Como se analiza en capítulos posteriores, la minería del cobre posee requerimientos enormes de calor de baja y media temperatura, y está ubicada principalmente en sectores de radiación solar privilegiada.

Para poder estimar de mejor forma el desempeño técnico y económico de un proyecto de calentamiento solar de tamaño considerable, es posible realizar simulaciones del sistema en estudio. En los últimos años, numerosos autores han utilizado herramientas de simulación para estimar con mayor precisión las ventajas de la energía solar, como: Kalogirou [2] y [5], Kulkarni et al.[3], Mills y Morrison [4], etc. Muchos de estos trabajos se han enfocado en tamaños de planta relativamente pequeños, y en consecuencia, se han realizado simplificaciones que no pueden ser realizadas al analizar un caso de utilización de energía solar a nivel de procesos industriales de tamaño considerable.

El calentamiento solar aparece como una alternativa real, factible y económicamente atractiva para aportar a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en Chile, por tanto se requieren estudios que provean mayor certeza técnica y económica, estimulando la inversión tanto pública como privada en esta materia.

1.2. Objetivos

Objetivos Generales

- Estudiar el funcionamiento y desempeño de un campo de colectores solares para producir calor para el proceso de electro-obtención.
- Determinar con mayor precisión los costos y beneficios que tendría la aplicación de energía solar en la minería del cobre en el norte de Chile.
- Establecer criterios de diseño que permitan un óptimo desempeño técnico y económico de las plantas de generación de calor solar.

Objetivos Específicos

Estos objetivos generales se alcanzarán a través del logro de los siguientes objetivos específicos:

- Generar una plataforma de simulación para pruebas de operación y desempeño de un campo de colectores solares integrado al proceso de electro-obtención.
- Analizar el desempeño del sistema bajo distintas configuraciones de sus principales equipos.
- Establecer con mayor precisión la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero generada anualmente por el funcionamiento de estas plantas de calor solar.
- Estudiar el verdadero costo de instalación y operación del sistema, así como los beneficios económicos obtenidos anualmente por la operación del sistema.
- Generar diagramas y gráficos que permitan optimizar técnica y económicamente el dimensionamiento de los principales equipos de un sistema de generación de calor con energía solar, de forma sencilla.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Tecnologías de Colectores Solares

Existen en la actualidad múltiples tecnologías de captación de radiación solar para ser traspasada en forma de calor a un fluido circulante. Dependiendo de si el colector sigue la trayectoria de sol o no, y de que forma lo hace, podemos clasificar las tecnologías de colectores solares en tres categorías: estacionarios, con seguimiento en un eje y con seguimiento en dos ejes. Bajo esta clasificación, en la siguiente tabla se presentan las principales tecnologías de colectores solares existentes a la fecha:

Movimiento	Tipo de Colector	Concentración geométrica
Estacionario	Placa plana (CPP)	1
	Tubo al vacío (CTV)	1
	Cilindro parabólico compuesto (CPC)	1 - 5
Seguimiento en un eje	Fresnel (CF)	10 - 40
	Cilindro parabólico (CCP)	15 - 45
Seguimiento en dos ejes	Disco Parabólico (CDP)	100 - 1000
	Campo de helióstatos (CH)	100 - 1500

Tabla 2.1: Tipo de colectores existentes y sus factores de concentración. Fuente: Kalogirou [5].

Si bien todas estas tecnologías existen en la actualidad, sólo algunas tienen un estado de avance tecnológico suficiente para poder competir con las tecnologías más maduras en costo, seguridad en la entrega de calor y existencia de fabricantes a escala media o grande. Con respecto al calentamiento de soluciones, sólo las tecnologías CPP, CTV, CPC y CCP poseen actualmente la madurez tecnológica y costos competitivos para poder satisfacer requerimientos de calor a nivel industrial.

En general, las tecnologías sin concentración como colectores CPP y CTV, ofrecen comparativamente un mejor desempeño en climas con cielos constantemente nublados, ofreciendo eficiencias razonables con altas tasas de radiación difusa. Numerosos autores han expuesto sobre la pérdida de estas ventajas en climas con cielos normalmente despejados y alta radiación. En este contexto, las tecnologías de concentración ofrecen mejores eficiencias que aquellas sin concentración, y por tanto, dada las condiciones de alta radiación y cielos despejados del norte de Chile, son de especial interés para este trabajo de investigación.

De esta forma, el presente estudio se concentrará principalmente en la tecnología de cilindro parabólico, debido a que el estado de avance de esta tecnología le ha permitido desarrollar varias plantas de tamaño comercial en los últimos años. De las tecnologías de concentración existentes en la actualidad, es sin duda aquella con mayor madurez tecnológica, por cuanto existen campos de colectores para usos térmicos que han operado sin problemas por más de 20 años. A continuación se presenta el funcionamiento y características técnicas de la tecnología de colectores de cilindro parabólico a utilizar en este estudio.

2.1.1. Colectores de Cilindro Parabólico (CCP)

La tecnología de colectores solares de cilindro parabólico (CCP), corresponde básicamente a reflectores solares que concentran la radiación en un foco que se extiende a lo largo de una línea. De esta forma, al orientar el colector hacia el sol, la radiación incidente en las paredes parabólicas del colector se refleja hacia el foco de la parábola en donde un receptor tubular absorbe este calor radiante traspasándolo a un fluido de trabajo que circula por su interior.

Debido a la alta concentración de radiación sobre el receptor, se han alcanzado temperaturas sobre el fluido de trabajo de incluso sobre los 410°C en plantas de generación eléctrica con energía solar [9]. A continuación se muestra una figura explicativa de los componentes principales de un colector CCP:

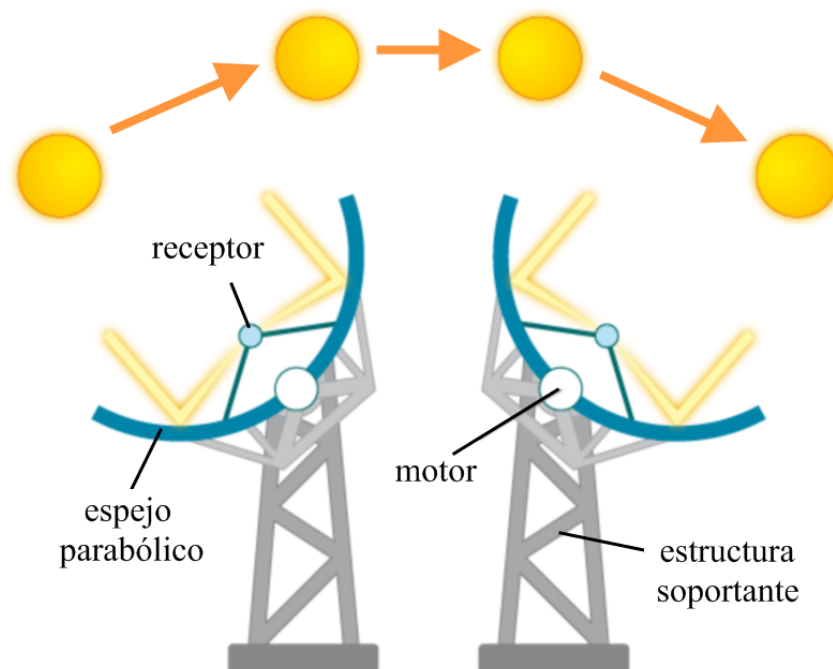


Figura 2.1: Componentes de un colector de cilindro parabólico.

En la figura anterior se esquematiza el seguimiento que realiza el colector, de forma de apuntar en todo momento al sol y así reflejar la radiación exactamente sobre el foco. Esto se realiza mediante un sistema de control que orienta la superficie parabólica en la dirección exacta en que se encuentra el sol con un mecanismo motorizado. Los colectores CCP se alinean normalmente con el eje en la dirección Norte-Sur, de forma que el seguimiento del sol se realiza en la dirección Este-Oeste. Alternativamente estos pueden estar alineados con el eje de Este a Oeste, lo que hace que el seguimiento se limite a mantener el colector alineado con la altura solar a lo largo del día.

Esta configuración reduce las exigencias del sistema de seguimiento, pero ha mostrado ser menos conveniente por las mayores pérdidas existentes al comienzo y término del día. En 2005, Kalogirou [2] provó que para localidades de alta radiación, baja nubosidad y latitudes menores a 45° la alineación de ejes Este-Oeste carece de sentido, al ofrecer un desempeño menor que la alineación Norte-Sur convencional. De esta forma, dada las características climáticas y la latitud de $22,5^\circ$ de la ciudad de Calama, en este trabajo de investigación se utilizará una alineación de ejes convencional, en la dirección Norte-Sur.

Características Técnicas

Existen múltiples diseños de colectores de cilindro parabólico. Los colectores CCP más convencionales utilizan espejos de vidrio, los cuales son curvados en caliente para darles su forma parabólica final. El considerable peso de estos espejos hace que la estructura de soporte deba ser lo suficientemente grande y resistente para sostenerlo. El uso de estos espejos es indispensable si se requieren alcanzar altas temperaturas, como en el caso de la generación eléctrica, en donde las temperaturas pueden alcanzar los 400°C. Por otro lado, el receptor suele ser un tubo metálico con recubrimiento selectivo, rodeado de un tubo de vidrio entre los cuales se aplica un vacío relativo para disminuir al máximo las pérdidas convectivas y radiativas.

Para el caso en particular de este estudio, las temperaturas de trabajo son bastante más bajas que en el caso de la generación eléctrica, en donde las temperaturas de procesos en los cuales se podría aplicar energía solar en la minería del cobre se encuentran bajo los 70°C. De esta forma, se utilizarán en este estudio colectores CCP que han sido diseñados para satisfacer los requerimientos de calor de la industria, utilizando materiales más livianos y baratos de forma de que sean económicamente viables. Estos colectores utilizan reflectores parabólicos que pueden ser tanto de aluminio pulido como acrílicos con un *film* plástico reflector, los cuales hacen que los requerimientos estructurales sean mucho menores, con lo que el conjunto reflector-estructura es muchísimo más liviano que en los CCP convencionales.

Los colectores CCP a utilizar corresponden a los desarrollados por el fabricante Abengoa IST (filial estadounidense de Abengoa Solar, empresa española que compró al fabricante original de estos colectores, *Industrial Solar Technology*), y cuyo modelo se denomina *PT1*. Este tipo de colectores tiene una vida útil superior a 20 años, y sus características técnicas se detallan a continuación:

Categoría	Parámetro	Valor
Colector		
	Superficie reflectante	Acrílico plateado
	Ancho de apertura	2,3 m
	Largo de cada colector	6,1 m
Receptor		
	Material tubo transparente	Vidrio de borosilicato
	Material receptor	Acero
	Recubrimiento selectivo	Nickel ennegrecido
	Absorvencia	0,97
	Emitancia (80°C)	0,18
	Diámetro externo	50,8 mm
Eficiencia		
	α_0 - eficiencia óptica	0,762
	α_1 - coeficiente de primer orden de la eficiencia (W/m ² °C)	0,2125
	α_2 - coeficiente de segundo orden de la eficiencia (W/m ² °C)	0,001672
	β_0 - parámetro del modificador del ángulo de incidencia	0,958
	β_1 - parámetro del modificador del ángulo de incidencia	-0,298

Tabla 2.2: Características del colector de cilindro parabólico de IST escogido [5] y [10].

2.2. Centrales Solares de Calor de Proceso Existentes

Existen múltiples proyectos de calentamiento utilizando energía solar en el mundo. La tecnología utilizada para esto depende de múltiples factores que varían caso a caso, sin embargo dos de ellos son particularmente relevantes: la magnitud de los requerimientos de calor y el recurso solar existente en la zona.

El primer factor es muy relevante, ya que dependiendo que tan grandes son los requerimientos de calor para la aplicación particular, algunas tecnologías pueden quedar descartadas. A modo de ejemplo, los colectores de placa plana suelen ser convenientes para aplicaciones domésticas pequeñas, pero si los requerimientos son demasiado grandes la eficiencia de estos sistemas es muy baja y las pérdidas de carga del circuito demasiado altas. De esta forma, dichos colectores podrían, en algunos casos, resultar ser menos convenientes que otras tecnologías de colectores solares con un diseño más adecuado para estas situaciones.

El otro factor tiene relación con la magnitud del recurso solar en la localidad de instalación. Al igual que en el caso anterior, dependiendo del recurso solar existente, algunas tecnologías especialmente diseñadas para ese recurso se verán fuertemente favorecidas, imponiéndose sobre otras de menor

prestaciones en estas circunstancias.

Esto se aprecia claramente al analizar las tecnologías utilizadas en las distintas aplicaciones industriales existentes a lo largo del mundo. En general, cuando las aplicaciones son de tamaño pequeño o medio (menor a 100 m^2), no se justifica la inversión en tecnologías de concentración de gran tamaño (como las tecnologías CCP), por lo que se suele utilizar colectores planos o CTV. Estos colectores son más adecuados para estas circunstancias, ya que son fácilmente integrados a superficies como techos o terrazas.

Sin embargo, cuando los requerimientos de calor son mayores, el factor climático surge como un factor importante en la selección de la tecnología solar adecuada. Esto se aprecia claramente si consideramos las centrales de calor más grandes del mundo, con 18.365 m^2 (Dinamarca), 7.000 m^2 (Suecia) y 5.065 m^2 (California, Estados Unidos). Las primeras dos corresponden a latitudes muy elevadas (sobre 54°), con cielos normalmente cubiertos en donde una importante fracción de la radiación anual corresponde a radiación difusa. En estas condiciones, el desempeño de cualquier tecnología de concentración sería muy pobre, por lo que se ha optado por grandes campos de colectores planos.

En contraste, la planta ubicada en California (34° latitud norte) dispone de alta radiación solar directa y cielos despejados la mayor parte del año, por su condición de clima desértico. En estas circunstancias, ha sido expresado por múltiples investigadores (por ejemplo, Kalogirou [5]), las amplias ventajas en eficiencia que poseen las tecnologías de concentración en desmedro de las tecnologías sin concentración. Así, el campo de colectores en cuestión utilizó colectores de cilindro parabólico especialmente diseñados para temperaturas bajas y medias.

A continuación se muestran algunas plantas de generación de calor existentes en el mundo.

Colectores de Tubo al vacío (CTV) y de placa plana

Los colectores CTV han logrado insertarse fuertemente en regiones de radiación solar baja y media, en donde los días nublados son frecuentes y, por tanto, las tecnologías de concentración no son competencia. Estos colectores han mostrado muy buenos rendimientos en algunos procesos industriales de calor de pequeño tamaño (la mayoría no mayores a 150 m^2). Si bien, estos colectores no son utilizados normalmente para grandes requerimientos de calor en la industria, si han sido muy utilizados en el ámbito residencial, donde sus características de tamaño y eficiencia lo hacen una tecnología muy conveniente. Esta tecnología se encuentra en auge, impulsada principalmente por países como Alemania y China, en búsqueda de tecnologías solares más eficientes a un precio razonable.

Por otro lado, los colectores de placa plana también han sido utilizados principalmente con fines residenciales. Sin embargo, en los últimos años ha habido un constante auge para su aplicación en

centrales de gran escala. Esto, dado su bajo costo y eficiencias aceptables en climas fríos de cielos nublados.

Algunas de las plantas solares de generación de calor de mayor tamaño existentes a la fecha para esta tecnología se muestran en la siguiente tabla:

Instalación	País	Tamaño campo colectores [m ²]	Tecnología
Marstal	Dinamarca	18.365	placa plana
Kungälv	Suecia	10.048	placa plana
Braendstup	Dinamarca	8.000	placa plana
Strandby	Dinamarca	8.000	placa plana
Nykvärn	Suecia	7.500	placa plana
Falkenberg	Suecia	5.500	placa plana
Neckarsulm	Alemania	5.044	placa plana
Pentagono	Washington, E.E.U.U.	110	CTV
Bolzano	Italia	190	CTV
Solarwash	Austria	43	CTV

Tabla 2.3: Ejemplos de plantas de calor utilizando colectores de placa plana y CTV en el mundo.

La mayor planta de generación de calor del mundo corresponde a la existente en Marstal, en la isla de Aeroe, Dinamarca, para calentamiento distrital. Esta planta cuenta con 18.365 m² de colectores planos, y se puede observar en la siguiente figura:



Figura 2.2: Campo de colectores de cilindro parabólico en Marstal, Aeroe, Dinamarca.

Colectores de Cilindro Parabólico (CCP)

Debido a su tamaño y complejidad técnica, la tecnología de colectores CCP se utilizan principalmente para aplicaciones de tamaño medio y grande, excluyendo pequeñas aplicaciones como calefacción para el hogar de pequeña escala. Al no ser de uso doméstico, la tecnología CCP es quizás menos conocida para el común de la gente en relación con otras tecnologías como los colectores de placa plana o de tubos al vacío (CTV). De esta forma, a diferencia de instalaciones de colectores CTV, cuyo mercado objetivo ha sido principalmente el calentamiento de agua doméstica, el uso de colectores CCP se ha focalizado principalmente en grandes instalaciones de generación de energía eléctrica y aplicaciones térmicas de uso industrial.

En el ámbito de la generación eléctrica, a continuación se presentan algunas centrales operativas a la fecha:

Instalación	País	Campo colectores [m ²]	Potencia nominal [MW]
SEGS I a IX	California, EEUU	2.272.636	345
Solar One	Nevada, EEUU	1.214.056	64
Andasol I y II	Granada, España	1.020.000	100

Tabla 2.4: Ejemplos de plantas de generación eléctrica utilizando colectores CCP en el mundo.

Es importante destacar que estas centrales se encuentran en zonas que se caracterizan por su alta radiación solar y días completamente despejados. Los colectores CCP utilizados para este uso son normalmente espejos de vidrio de gran tamaño, en orden de poder alcanzar concentraciones suficientemente altas para que el aceite caloportador llegue a temperaturas mayores a 450°C. Estas centrales se han visto beneficiadas por subsidios y tarifas preferenciales en España y Estados Unidos en los últimos años. En consecuencia, existen muchos proyectos en construcción y planificación, además de un crecimiento considerable con respecto al número de oferentes de esta tecnología. Se espera que estos incentivos influyan para que los costos de fabricación de estos colectores descienda y, por tanto, esta tecnología compita ofreciendo electricidad a precios competitivos para el año 2020.

Por otro lado, el mercado de calentamiento solar para procesos industriales también ha tenido un crecimiento importante en los últimos, aunque en menor escala que para la generación eléctrica. Desde el año 2000 se han creado múltiples aplicaciones de tamaño considerable tanto para la industria como para grandes consumidores de agua caliente sanitaria, como prisiones o centros médicos.

En el año 2008, en Modesto, California, el fabricante de colectores Abengoa Solar IST, terminó de construir la instalación solar para calor industrial más grande del mundo a la fecha. Se trata de 5065m²

de colectores CCP por donde una mezcla de agua y anticongelante fluye para transportar el calor para su uso final, el calentamiento de aceite para la producción de papas fritas. La planta pertenece a *SunChips*, filial de *Pepsi Company*, y posee un sistema de almacenamiento que le permite producir utilizando energía solar tanto en el día como en la noche. La demanda de calor de la planta cuando se encuentra en funcionamiento, es de 2,4 MM Btu/h de calor útil, lo que anualmente se traduce en 14.600 MM Btu/año. Esta planta, que utiliza un área total de suelo de $15,000m^2$, se aprecia en la siguiente figura:



Figura 2.3: Campo de colectores de cilindro parabólico en la fábrica de SunChips, Modesto, California. (Fuente: SunChips.)

Algunas de las plantas de generación de calor de mayor tamaño que utilizan colectores CCP se muestran a continuación:

Instalación	País	Campo colectores [m ²]
SunChips	California, EEUU	5.065
California Correctional Institution	California, EEUU	2.533
El Nasr	Egipto	1.900
Federal Correctional Institution	Arizona, EEUU	1.580
Campus universitario Cochise-Douglas	Arizona, EEUU	634

Tabla 2.5: Ejemplos de plantas de generación de calor a nivel industrial utilizando colectores CCP en el mundo.

2.3. Producción de Cobre en Chile

2.3.1. Producción de Mina

La extracción de cobre es la actividad que representa el mayor aporte a la economía chilena. En las últimas décadas, Chile se ha consolidado como el mayor productor de cobre del mundo, incrementando

su participación mundial desde un 14 % en 1960 a un 36 % en 2006 [11].

La siguiente tabla muestra la producción mundial de cobre de mina y los principales países productores:

País	Producción de mina [x 10 ³ Ton]
Chile	5.361
Estados Unidos	1.220
Perú	1.049
Australia	859
China	844
Indonesia	816
Rusia	675
Canadá	607
Zambia	509
Total	15.008

Tabla 2.6: Principales productores de cobre de mina [11].

2.3.2. Producción de Cobre Refinado

Con respecto a la producción de cobre refinado, Chile ocupa la segunda posición a nivel mundial con 2,8 millones de Toneladas, sólo superado por China con 3 millones de toneladas [11]. Esto se debe a que un gran porcentaje de la producción nacional de cobre se vende al extranjero sin ser refinada, en forma de cobre blister o concentrados de cobre. De esta forma, sólo un 52 % de la producción de cobre de mina corresponderá a cobre de alta ley [12].

Hasta principios de la década de los noventa, casi la totalidad del cobre refinado era obtenido por medio del proceso de refinación electrolítica. Sin embargo, a mediados de los noventa aparece la explosión comercial de la cadena de procesos de lixiviación (LX), extracción por solvente (SX) y electro-obtención (EW) de cobre, mediante los cuáles cátodos de cobre de alta pureza podían ser obtenidos sin necesidad de etapas previas de fundición. Este proceso fue el resultado de múltiples instalaciones experimentales durante los setenta y ochentas, donde minas como Chuquicamata, Lo Aguirre y El Teniente fueron pioneras mundiales en el desarrollo de estas tecnologías [13].

Para el año 2006, la producción de cátodos electro-obtenidos alcanzó un 16 % del total mundial. La evolución en la producción de cobre refinado, para cada tipo de proceso utilizado, se muestra en la siguiente figura:

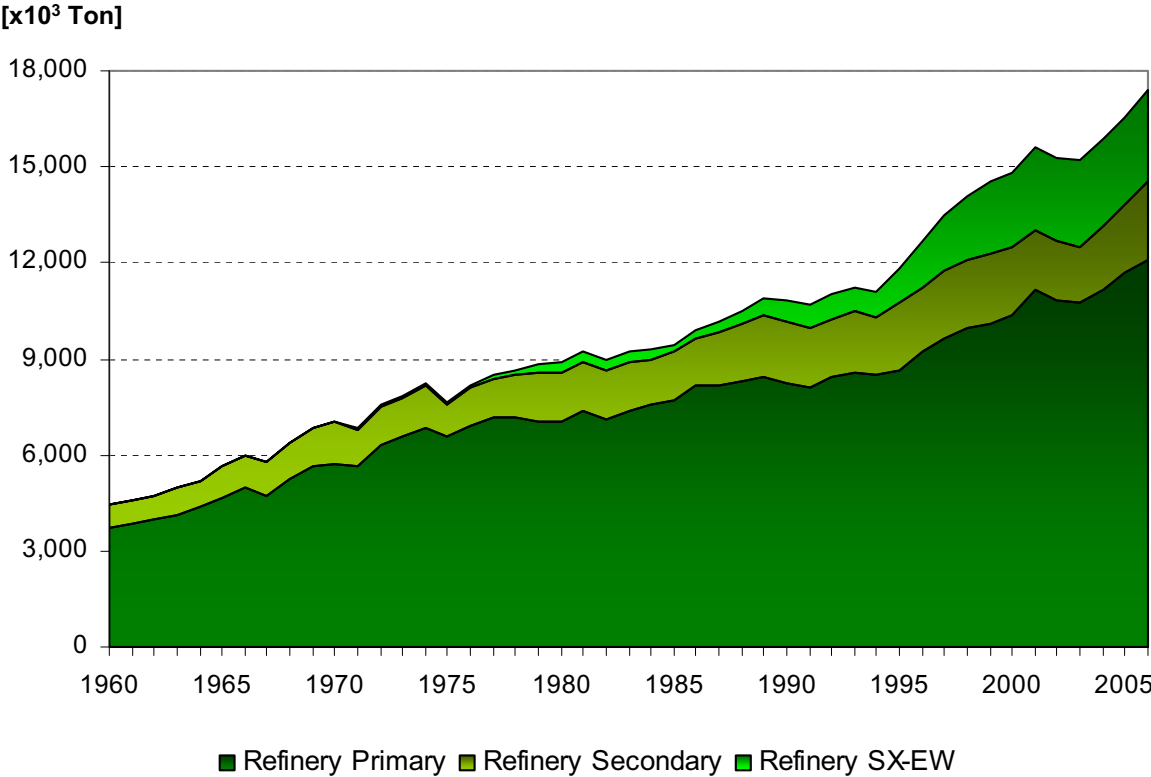


Figura 2.4: Evolución en la producción de cátodos refinados por proceso. (Fuente: ICSG [11].)

En la figura 2.4 se aprecia el explosivo aumento en la producción por electro-obtención (EW) a partir de comienzos de los 90. Los mayores productores de cátodos EW de cobre, por países, son:

País	Producción [Ton/año]
Chile	1.636,3
Estados Unidos	584
Perú	167
Zambia	82,6
México	76
Australia	60
Congo	42
Myanmar	31,8
Irán	12
China	5
Total	2.700,2

Tabla 2.7: Producción mundial de Cátodos EW, 2004 [14].

Por la naturaleza de los procesos involucrados, no es de extrañar que los países líderes en producción de cátodos EW sean a la vez grandes productores de cobre de mina. Las plantas de EW deben ubicarse bastante cerca de la faena en sí, para minimizar los costos de traslado de mineral (cuya concentración de cobre es menor al 2%).

En la tabla 2.7, se aprecia que Chile no sólo fue pionero en esta tecnología, sino que es el líder mundial de producción de cátodos EW con más de un 60% del mercado. De acuerdo con la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO) [15], la producción nacional de cátodos de cobre por compañía para el año 2004 fue la siguiente:

Compañía	Producción [Ton/año]
Codelco Chile	448
BHP Billiton	235
Phelps Dodge	211
Angloamerican	156
Antofagasta Minerals	145
Barrick	121
Aur Resources	104
Otros	92
Xstrata	63
Doña Inés de Collahuasi	61
Total	1.636

Tabla 2.8: Mayores inversores en la producción de cátodos EW en Chile, 2004.

2.3.3. Evolución de la Capacidad de Producción

En la última edición del Directorio de Minas y Plantas de Cobre, del International Copper Study Group (ICSG), se muestra el resultado de un estudio de la evolución de la capacidad mundial de producción de cobre. Este estudio realiza una estimación del crecimiento de la producción por cada rama productiva, cuyos resultados se resumen en la siguiente tabla:

Proceso	2006	2011	Crecimiento
SX-EW	3.330	5.387	61,77 %
Produccion de mina	16.971	21.994	29,60 %
Concentrados	13.641	16.607	21,74 %
Fundiciones	16.294	18.785	15,29 %
Refinerías Electrolíticas	16.506	19.026	15,27 %

Tabla 2.9: Predicción de la evolución en la capacidad mundial de producción de cobre por proceso en miles de Toneladas. Periodo 2006 - 2011 [16].

Resulta interesante analizar la tasa de crecimiento de la producción de cátodos EW, la cual es muy superior al resto de las ramas de producción de cobre. Esto muestra el enorme potencial de aplicabilidad de esta tecnología y lo prometedor de su futuro.

2.4. Procesos Previos a la Electro-obtención

2.4.1. Lixiviación del Cobre

Al igual que para los procesos de obtención de cobre por fundición, el mineral extraído de la mina en bloques de gran tamaño pasa por una etapa de chancado primario (a veces también secundario). Se opta por alcanzar un tamaño de entre 0,75 y 1,5", de forma de optimizar los procesos posteriores al menor costo. Luego, el mineral se deposita sobre una superficie impermeable formando pilas de varios metros de altura.

En este punto, comienza el proceso de *Lixiviación del cobre* (LX), en donde las pilas de mineral son regadas con una solución de agua y ácido sulfúrico, llamada *rafinado*. El cobre presente en el mineral es disuelto en esta solución ácida, y por tanto, se obtiene una solución cuyas concentraciones de cobre varían de 1 a 6 kg Cu/m^3 . La solución cargada ahora de cobre es conocida como *solución preñada* (PLS, por pregnant leaching solution), y es conducida a través de un sistema de canales hacia una piscina de recolección, y luego hacia el proceso de *extracción por solvente* (SX).

La solución preñada (PLS) posee bajas concentraciones de cobre y altas concentraciones de impurezas. Durante la fase de maduración de estas tecnologías se intentó obtener cátodos electro-obtenidos de cobre usando PLS como electrolito, sin embargo mayores concentraciones de cobre y bajos contenidos de impurezas eran necesarios para obtener cátodos de alta pureza. Por esta razón, esta solución es enviada a una etapa intermedia, llamada extracción por solvente (SX).

2.4.2. Extracción por Solvente

En la extracción por solvente, el cobre contenido en la PLS pasa por 2 etapas: extracción y re-extracción (esta última también llamada stripping). En la primera, la solución PLS se pone en contacto con un solvente orgánico que le extrae el cobre. De esta forma, la solución preñada pierde su contenido de cobre y pasa a llamarse *rafinado*, el cual regresa al proceso de Lixiviación para ser nuevamente regado sobre las pilas, completando el ciclo. Típicamente el *rafinado* tiene concentraciones de cobre menores a 0,3 kg_{Cu}/m^3 .

Luego, el solvente orgánico cargado de cobre pasa a la etapa de re-extracción, donde traspassa su contenido de cobre a una solución electrolítica ($H_2O + HS_2O_4$) proveniente de la etapa de Electro-obtención (EW). Esta solución electrolítica que ingresa a SX, tiene concentraciones de cobre del orden de 35 kg_{Cu}/m^3 , y se le conoce como: Electrolito Empobrecido. De esta forma se genera un electrolito rico (kg_{Cu}/m^3 aprox.) en cobre que vuelve al proceso de EW y un solvente orgánico pobre en cobre, que puede ser re-utilizado en el proceso de SX.

El flujo de soluciones entre los procesos de LX, SX y EW se esquematiza en la siguiente figura:

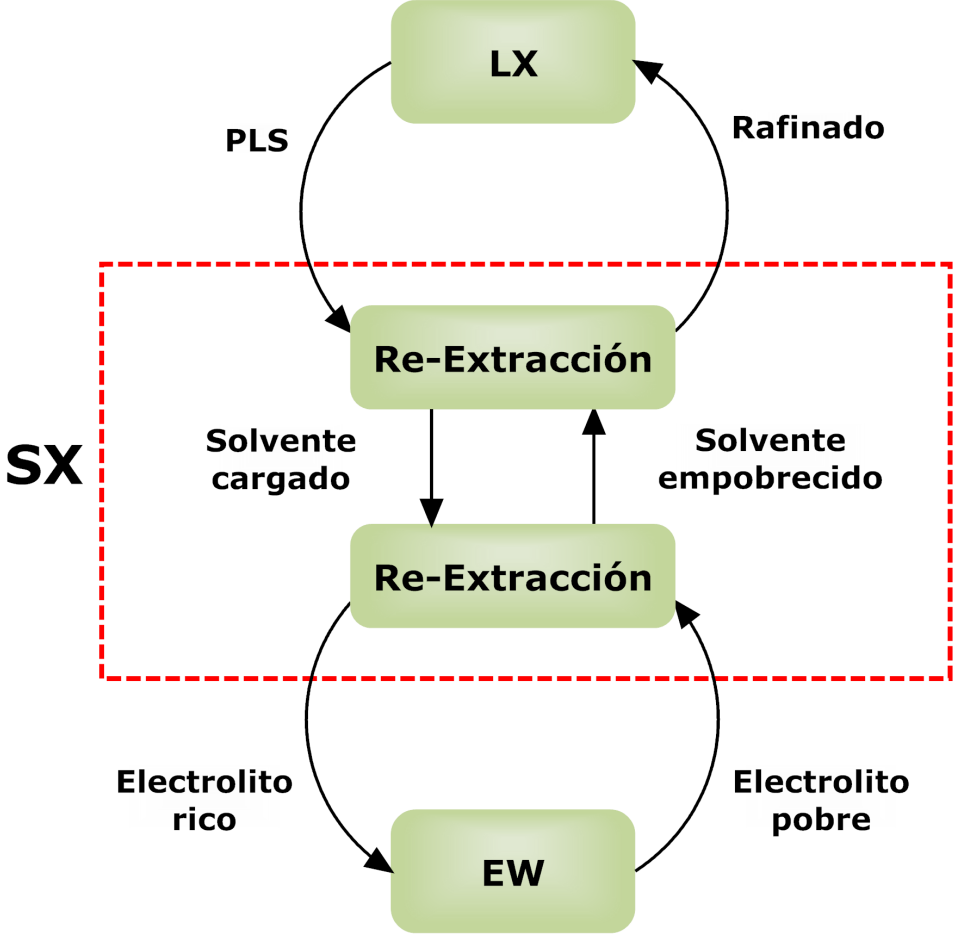


Figura 2.5: Flujo de soluciones entre los procesos de LX, SX y EW.

2.4.3. Electro-obtención

Mediante el proceso de electro-obtención del cobre (EW), cátodos de cobre cuya pureza supera el 99,9% son obtenidos. El electrolito rico en cobre, cuya concentración de cobre es de alrededor de $45 \text{ kg}_{Cu}/\text{m}^3$, ingresa a las naves de EW, en la cual cátodos y ánodos metálicos se encuentran intercalados paralelamente y conectados a una diferencia de potencial.

A diferencia del proceso de electro-refinación del cobre, los ánodos utilizados son de una aleación de base Plomo, y por tanto, prácticamente inertes al electrolito, por lo que sólo son utilizados para generar el campo eléctrico necesario entre estos y los cátodos. Por otro lado, como cátodo inicial se utilizan principalmente láminas de acero inoxidable, aunque en plantas más antiguas se pueden encontrar delgadas láminas iniciales de cobre [17].

El cobre contenido en el electrolito se encuentra en forma de sulfato de cobre (CuSO_4). Así, al aplicar una diferencia de potencial entre cátodo y ánodo, el sulfato de cobre se disocia en Cu^{++} , que migra hacia el cátodo, y $(\text{SO}_4)^{--}$ que hace lo propio hacia el ánodo. Así, iones de cobre se van depositando sobre el ánodo en un proceso que dura aproximadamente 7 días. Luego de este periodo, se retiran las placas de la nave, se separan las láminas de cobre del ánodo de acero inoxidable y se lavan, encontrándose listas para su venta y envío.

La configuración detallada anteriormente se muestra en la siguiente figura:

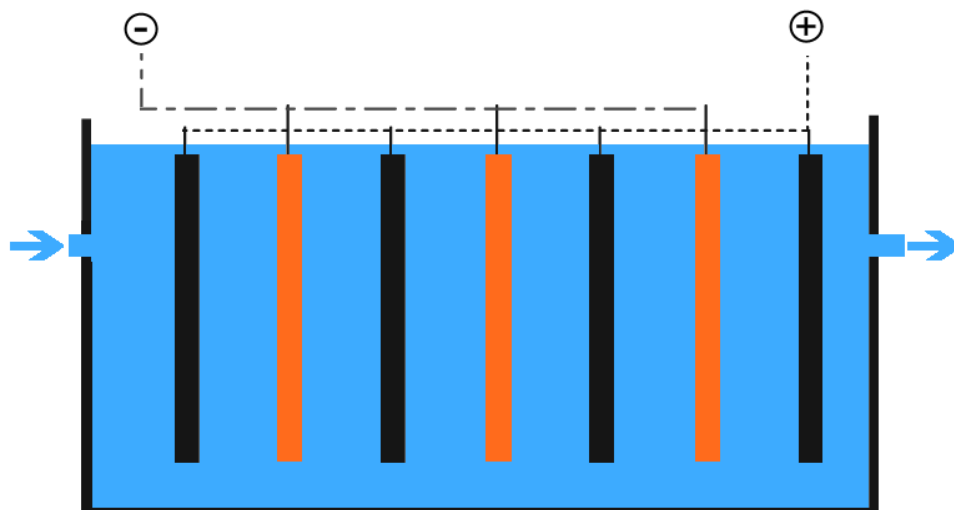


Figura 2.6: Esquema de funcionamiento de una nave de electro-obtención.

Explicación detallada del proceso

Anteriormente se ha mencionado la existencia de electrolito pobre enviado desde electro-obtención (EW) a extracción por solvente (SX), y a su vez, un flujo idéntico de electrolito enriquecido desde SX hacia EW.

Este electrolito proveniente de SX puede contener impurezas sólidas y restos del componente orgánico utilizado en la extracción por solvente. Por esto, el flujo se hace pasar normalmente por una celda de flotación de Jameson, la cual quita restos de orgánico y partículas sólidas a través de burbujas de aire que los capturan y envían a la superficie, en donde son removidos. Luego, un filtro spintek remueve partículas más finas y el resto del orgánico que pudiese haber seguido en el electrolito[18].

El electrolito rico se encuentra ahora limpio, sin embargo, dadas las condiciones de operación en el proceso de SX, su temperatura es bastante baja. Por otro lado, el electrolito pobre proveniente de EW se encuentra a una temperatura aproximada de 50°C, la cual es muy alta para ingresar a SX, ya que ocasionaría una evaporación excesiva del componente orgánico. De esta forma, se hace pasar el electrolito pobre frío y el electrolito rico caliente por un intercambiador de calor de placas en contracorriente. Así, el electrolito pobre se enfría suficientemente para entrar a SX, y lo más importante, el electrolito rico eleva su temperatura a alrededor de 35°C [17].

Además, es necesario destacar que no todo el electrolito pobre a la salida de las naves de EW es enviado a SX. Antiguamente, se solía utilizar entre un 25 y un 50% del caudal total de electrolito empobrecido para ser enviado a SX, recirculando el resto. En las últimas instalaciones el porcentaje de electrolito recirculado es inferior al 20% [17]. De esta forma, el electrolito pobre saliente de las naves de EW llega a un estanque de electrolito pobre, en donde una parte se dirige hacia SX y la otra se envía a otro contenedor llamado tanque de recirculación.

El electrolito rico en cobre se encuentra a una temperatura inferior a la necesaria para el proceso de EW, y se envía al tanque de recirculación, en donde se mezcla con el electrolito pobre que no fue enviado a SX. De esta forma, se obtiene una mezcla homogénea óptima en concentración de cobre, pero cuya temperatura es aún baja para su ingreso a las naves de EW. Finalmente, el electrolito ya mezclado en el tanque de recirculación se hace pasar por un intercambiador de placas que lo calienta hasta alrededor de 50°C, para luego ingresar nuevamente a las piscinas.

El siguiente esquema muestra el proceso detallado anteriormente:

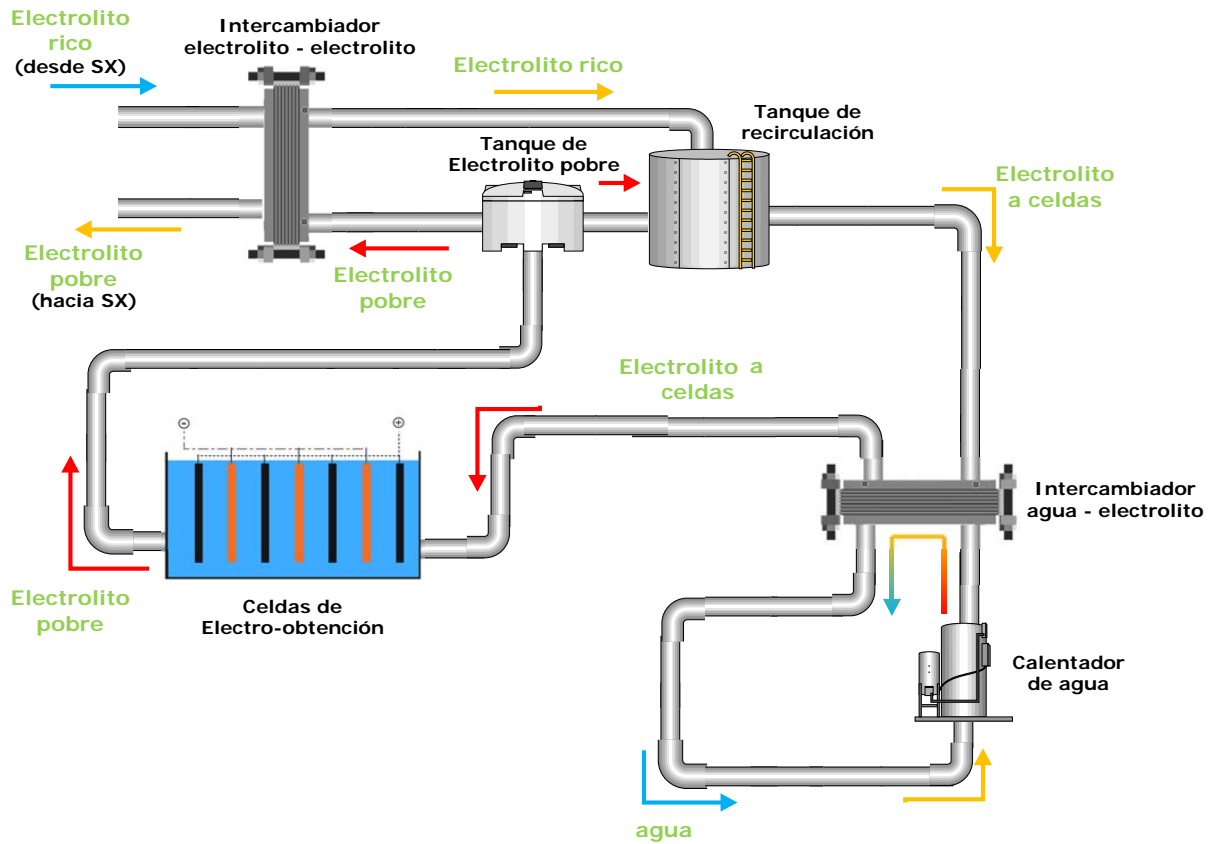


Figura 2.7: Esquema de los componentes del proceso de electro-obtención (EW).

Es importante destacar que existen variantes para el proceso mostrado anteriormente, y que el esquema mostrado, si bien es válido para muchas instalaciones, puede variar de planta a planta. Una muestra de ello es la ubicación del circuito de calentamiento del electrolito, el que en algunos casos calienta al flujo de electrolito rico frío antes de ingresar al tanque de recirculación.

2.5. Potenciales para la energía solar en la minería del cobre

La industria de la minería es conocida por ser una industria energéticamente intensiva, donde una gran parte de su consumo de combustible está destinado a la generación de calor para procesos de producción. A continuación se muestran las principales potenciales oportunidades de energía solar para alimentar de calor a procesos de temperatura baja y media.

Debido al objetivo de este trabajo de investigación, se han considerado para este análisis sólo los procesos productivos, descartando otros potenciales no productivos (por ejemplo, duchas para los trabajadores o calor para la comida de estos) por haber sido extensamente estudiados por múltiples autores relacionados con energía solar. Se ha puesto especial énfasis en el proceso de Electro-obtención por ser el objeto de este trabajo de investigación.

2.5.1. Potencial en la Electro-obtención

En secciones anteriores se explica en detalle el funcionamiento del proceso de electro-obtención (EW), como también de las etapas que lo preceden (LX y SX). Si se observa la figura 2.8, se desprende que el calor requerido para el electrolito puede ser calculado simplemente conociendo el caudal de operación y las temperaturas de entrada y salida del intercambiador de calor. Esto, dado que las propiedades relevantes del electrolito en este caso (densidad y calor específico) son valores conocidos y que no varían mucho entre plantas.

Si bien el caudal y la temperatura de salida del intercambiador (y por ende, de entrada a las celdas de EW) son valores conocidos para varias plantas de EW en Chile, muchas veces la temperatura de entrada al intercambiador de calor no lo es. Esta temperatura puede variar considerablemente entre instalaciones, ya que depende de múltiples parámetros tanto en el proceso de EW como aguas arriba, en el proceso de SX. Además, suele manejarse como un dato importante de proceso por parte de las mineras, por lo que resulta complejo obtener este dato para cada una de las faenas mineras en el país. La estimación del calor auxiliar total necesario en el proceso de electro-obtención a nivel país es importante para este trabajo de tesis, ya que se trata quizás del nicho de aplicación de energía solar existente de mayor tamaño en Chile. Para estimar el potencial total de estas plantas se ha utilizado la metodología de cálculo desarrollada por Durkhadt, en donde se toma el problema desde el punto de vista de las pérdidas, y que se encuentra detallada en el Anexo B de este trabajo de tesis.

A modo de ejemplo, utilizando esta metodología se obtiene que para la planta de EW de Cerro Colorado, se requiere un calor externo necesario de 14,2 MW. Aplicando esto a todas las plantas de EW de tamaño relevante, se obtiene que el consumo total de Diesel para el proceso de EW en 2006 fue

de aproximadamente 175.000 m^3 , que se tradujeron en emisiones de gases de efecto invernadero por unos 500.000 Ton CO₂eq. De esta forma, sólo el calentamiento de electrolito en el proceso de EW es responsable de un 4 % de las emisiones totales de la minería del cobre [20].

se calculó el calor requerido para la planta de EW de Cerro Colorado, obteniéndose un calor externo necesario de 14,2 MW. En general, se pueden realizar buenas aproximaciones con este método en orden de conocer los requerimientos de calor externo en una planta de EW particular. Así, el calor requerido, dependiendo del tamaño y condiciones de la planta, varía entre aproximadamente 1 y 20MW por planta de EW.

2.5.2. Potencial en la Lixiviación

Las primeras plantas comerciales de lixiviación de cobre (LX) en Chile lixivaban óxidos de cobre, mineral que se encuentra normalmente en la superficie de los yacimientos mineros y que se ha formado de esa manera por la acción del aire atmosférico durante millones de años. La lixiviación de óxidos de cobre se realiza a temperatura ambiente sin requerimientos de calor externo alguno.

Sin embargo, estudios realizados en la mina de Lo Aguirre durante los años ochenta, mostraron que también era posible lixiviar parte de los minerales secundarios de cobre como la chalcocita, covalita y parte de la bornita [13]. En este caso, además de la solución ácida que se riega sobre las pilas de mineral, se requiere de acción bacteriana que actúa como un catalizador del proceso. Estas bacterias están presentes de forma natural en el mineral, pero se requiere satisfacer condiciones apropiadas para su óptima acción. Dentro de estas, la que realmente es de interés para este estudio es la temperatura de operación.

De acuerdo al texto *Extractive Metallurgy of Copper* [17], la mayoría de los minerales son obtenidos mediante la acción de microorganismos mesofílicos operando entre 5 y 40°C, con un óptimo desempeño en 30°C. Estas condiciones se obtienen usualmente sin la necesidad de calentamiento externo, debido a la acción de reacciones exotérmicas de oxidación de Fe⁺⁺. Sin embargo, las condiciones climáticas de la planta pueden reducir la temperatura global del proceso, y por tanto, puede requerirse calentamiento externo para alcanzar el óptimo de operación.

Domic [13], reporta dos ejemplos prácticos de esta necesidad de calor externo. En la mina Quebrada Blanca, se lixivía chalcocita a 4000msnm. Por este motivo, se han debido hacer modificaciones al proceso de LX original, calentando el refinado en orden de mantener la temperatura de la lixiviación en el rango entre 15-18°C. Experiencia operacional ha mostrado que la cinética de la lixiviación podría duplicarse con un aumento de 6 a 7°C. De esta forma, el periodo de riego de cada pila podría disminuirse de 500 a unos 300 días. Un caso similar, explica, sucede en Collahuasi (4300msnm), en donde no se aplica

calentamiento al refinado, y por tanto, la actividad bacteriana es bastante lenta.

Otros potenciales en la lixiviación apuntan no sólo a la lixiviación en pilas, sino que también en otros tipos como la lixiviación por agitación. Existe bastante investigación en torno a este tipo de lixiviación, incluyendo intentos en la mina Radomiro Tomic, en donde se han realizado experimentos con microorganismos termófilos con temperaturas entre 65-85°C.

2.5.3. Potencial en la Electro-Refinación (ER)

Al igual que para el proceso de electro-obtención (EW), la electro-refinación del cobre (ER) requiere del uso de una fuente de calor externo para mantener el electrolito a la temperatura adecuada. Si bien el proceso de ER tiene varias similitudes con el de EW, el proceso y las reacciones involucradas son distintas. Por un lado, no existen las etapas previas de LX y SX, por lo que el calentamiento tiene por objetivo compensar las pérdidas de calor en el circuito, no existiendo un enfriamiento por las condiciones de operación de SX. Las pérdidas de calor se producen principalmente por convección y conducción en la superficie de las celdas de ER, tuberías y el tanque de recirculación.

Por otro lado, el cobre es soluble en el electrolito, el cual actúa como medio de transporte de cobre desde el ánodo hacia el cátodo. De esta forma, los caudales requeridos de entrada y salida de electrolito de las celdas son muchísimo más bajos que en el proceso de EW, cuyos valores suelen ser del orden de 0,02 m³/min por cada celda de ER [17].

De esta forma, se realiza a continuación una estimación del calor externo requerido para calentar el electrolito en una planta de ER determinada. Esta planta pertenece a *Kennecott Utah Copper* y está ubicada al Oeste de *Salt Lake City*, cuyos datos relevantes de operación han sido extraídos desde el libro *Extractive Metallurgy of copper* [17], y son detallados a continuación:

Mina: Kennecott Utah Copper	
Caudal/celda [m ³ /min]	0,02
N° de celdas	1400
Caudal total [m ³ /hr]	1680
Densidad [Ton/m ³]	1,2
Calor específico [kcal/(kg °C)]	0,964
T° entrada	57,5
T° salida	63
Q total [MW]	12,42

Tabla 2.10: Datos de la planta de ER de Kennecott Utah Copper [17].

De esta forma, en la tabla se ha calculado el calor externo promedio a entregar al electrolito obte-

niendo:

$$Q = 10,688,832[kcal/h] = 12,42[MW]$$

Así, los requerimientos de calor para el proceso de ER son de tamaño considerable, no muy lejanos a los órdenes que se manejan en la EW. Este trabajo de investigación se concentrará en el proceso de EW, sin embargo, sus resultados pueden ser fácilmente extrapolados para la ER, dado sus similares requerimientos de calor y fluidos involucrados.

2.6. Consideraciones Económicas

2.6.1. Costo de Instalación Colectores CCP

Los costos de instalación de plantas de generación de calor de tamaño considerable son muchas veces confidenciales. A continuación se presentan los costos de instalación para algunas plantas de generación solar que utilizan tecnología CCP, en que se poseen datos sobre sus costos.

Planta	Año	Tamaño [m ²]	Costo de Instalación	
			[US\$]	[US\$/m ²]
Adams County Detention Facility	1987	669	407,874	610
Inland Empire Foods	1995	624	348,968	559
Barbers Point Naval Air	1995	1338	791,174	591
Koch Materials Company	1995	1394	522,888	375
Federal Correctional Institution	1997	1672	850,000	508
El Nasr, Egypto	2001	1900	1,050,000	553

Tabla 2.11: Costo de algunas plantas solares de generación de calor utilizando tecnología CCP.

Si bien existen otras plantas que utilizan esta tecnología, los costos presentados en la tabla anterior nos permiten observar una cierta tendencia en los costos de instalación de una planta CCP. Esto se aprecia de mejor forma en la siguiente figura.

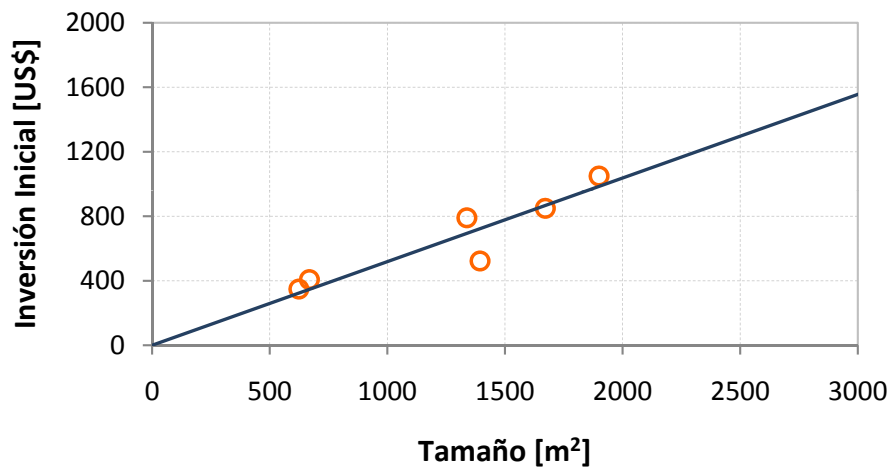


Figura 2.8: Tendencia en los costos de las plantas CCP.

La curva anterior nos muestra que existe un costo promedio de $US\$520/m^2$ instalado. Este precio está totalmente en concordancia con el rango de precios que se maneja en instalaciones de este tipo en Estados Unidos, según información entregada por el fabricante, Abengoa IST.

2.6.2. Costo del Combustible

Existen distintos tipos de petróleo que son utilizados como referencia para el precio de este commodity. En Estados Unidos se utiliza el *West Texas Intermediate* (WTI), petróleo de alta calidad (alta gravedad API y bajo contenido de azufre) extraído del estado de Texas, como referencia oficial al precio del petróleo. Este se transa en la bolsa mercantil de New York (NYMEX) y es utilizado como indicador de precio en múltiples países, entre ellos Chile.

Otros indicadores muy utilizados en el mundo son: Petróleo Brent (Europa y África), Dubai (Oriente medio y sudeste asiático) y Tapis (Asia y Oceanía). El índice WTI será utilizado en este trabajo de investigación, dondequiera que los precios del petróleo sean mencionados. El siguiente gráfico muestra el precio *spot* del petróleo desde 1990 a la fecha:

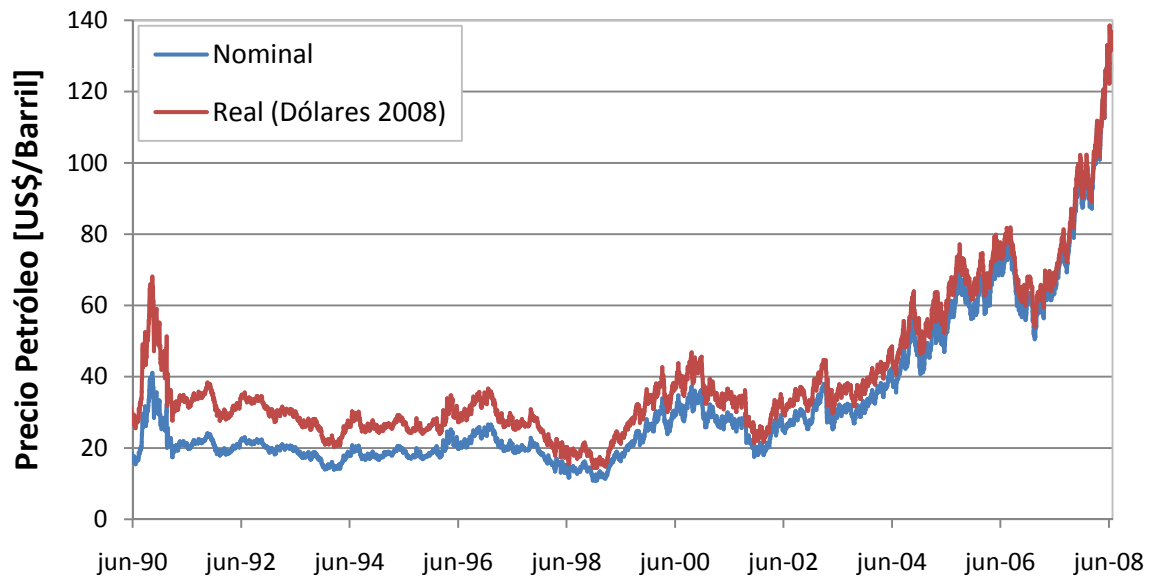


Figura 2.9: Precios del petróleo WTI desde 1990 a Junio de 2008.

La línea azul representa el precio spot WTI oficial durante las últimas 2 décadas [26], y la amarilla su equivalente en dólares del año 2008, utilizando el índice de precios para todos los consumidores urbanos de Estados Unidos (CPI-U), equivalente al IPC nacional [27].

Analizando la línea amarilla, está fuera de toda duda que el petróleo se encuentra por lejos en su máximo valor en las últimas dos décadas, alcanzando un precio spot de US\$147/barril en Junio de 2008. Existen múltiples razones que pretenden explicar esta alza que no ha parado desde el año 2002, y que varían dependiendo de quien las realice. Los grandes consumidores de petróleo han culpado a la especulación y la falta de voluntad de parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para incrementar la producción de petróleo, a pesar de que China e India han incrementado considerablemente su consumo. La OPEP argumenta que el alza se debe principalmente a la devaluación del dólar, debido a la crisis inmobiliaria y bursátil de la primera fracción de 2008. Otros simplemente la atribuyen a que se está llegando a un *peak* máximo de producción y que la extracción actual es cada vez más costosa.

Ahora, a pesar que la razón real podría ser una combinación de varias de estas explicaciones, la realidad es que la mayor parte de los analistas coinciden que el petróleo barato es parte del pasado.

Uso de combustible en la minería

La industria minera requiere de grandes cantidades de combustible para satisfacer sus requerimientos de calor de proceso. La gran mayoría de las compañías mineras utilizan Diésel n°2 para satisfacer estos requerimientos, dado su fácil uso y operación. En el caso de la electro-obtención, si bien los consumos son considerables, la gran mayoría de las mineras utiliza Diésel aún cuando este consumo podría ser sustituido por un combustible más barato como el fuel-oil n°6. Esto en general no se ha realizado debido a que la operación con fuel-oil es complicada, y en general se utiliza principalmente en grandes centrales térmicas de generación eléctrica, donde el combustible representa el principal insumo de la planta.

Como todo derivado del petróleo, el Diésel n°2 incrementó su precio significativa y sostenidamente en los últimos años, hasta el inicio de la crisis financiera que ha mandado, en general, a prácticamente todos los *comodities* a precios mínimos en años, incluyendo a los mercados de metales como el cobre. De todas formas, existe una preocupación en la industria minera por el sostenido aumento en los costos de producción por unidad de cobre, donde el petróleo ha sido un importante actor.

A continuación se muestra la evolución del precio del Diésel n°2 desde el año 2000 a la fecha, según el precio paridad publicado semana a semana por la ENAP:

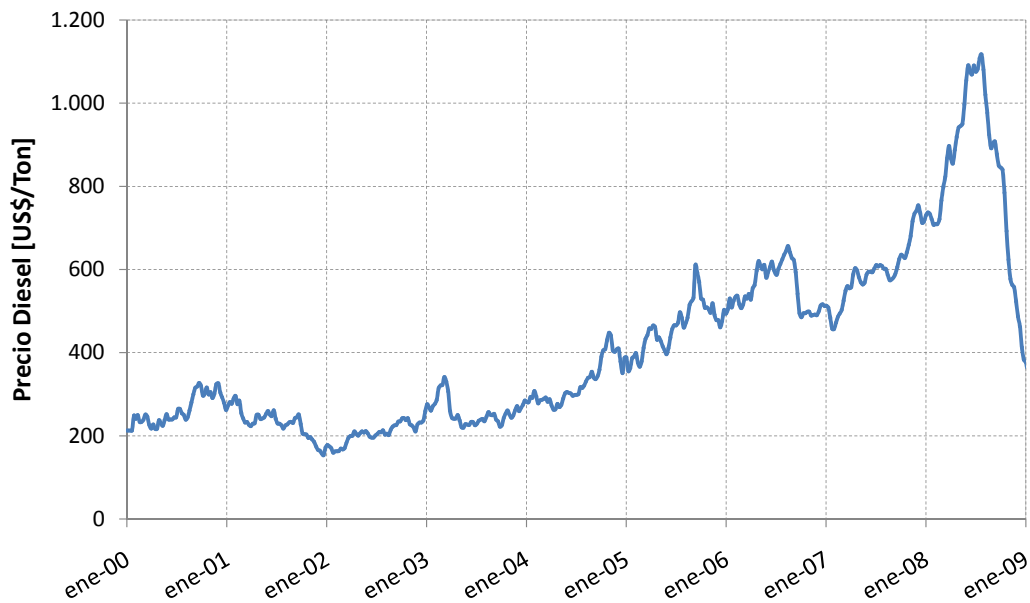


Figura 2.10: Precios paridad para el Diésel desde 2000 a la fecha [28].

Efecto del precio del combustible en proyectos solares

El precio del combustible es una variable clave al momento de evaluar la alternativa de calentamiento solar para procesos en la minería, ya que este determina los *ingresos* que se percibirán en el proyecto, es decir, los ahorros en dinero por ahorro de combustible. De forma de ejemplificar la influencia del precio del combustible reemplazado, se analizará un ejemplo concreto para una instalación solar real: la instalación solar del recinto de detención de Adams county, Colorado, E.E.U.U..

Esta planta de calentamiento fue instalada en 1987 y fue una de las primeras plantas de calentamiento con colectores CCP en el mundo. Posee $669m^2$ de área de captación y tiene como fin proporcionar el 40% de las necesidades de agua caliente de los internos a lo largo del año. Esta planta poseía un costo alto para la época el que alcanzaba los $US326/m^2$ [30], lo que llevado a dólares de 2008 serían $US624/m^2$ [27]. Este costo es bastante más alto que los costos existentes actualmente, y se explica principalmente por la juventud de la tecnología CCP para calentamiento de soluciones en esos años.

El flujo de caja detallado realizado para este proyecto es conocido [30], incluyendo no sólo la inversión inicial, sino que también otros costos como operación y mantenimiento (O&M) y seguros. De esta forma, basado en la información pública para este sistema de calentamiento solar, es posible hacer una estimación de cuales hubieran sido los indicadores económicos si los precios del Gas Natural (GN) hubiesen sido otros. Para que esta comparación tenga sentido, se ha decidido llevar el precio actual del GN a dólares de 1987, y ver la influencia de esto en el flujo de caja original de ese proyecto. Los supuestos y resultados de ese estudio se aprecian en la siguiente tabla:

Ítem	Valor
Precio del GN 2008 [US\$/MM BTU]	12,10
Precio del GN llevado a 1987 [US\$/MM BTU]	6,35
Precio original del GN para el proyecto [US\$/MM BTU]	3,76
Requerimientos de energía a satisfacer por energía solar [MMBTU]	2000
Inflación anual	2,5 %
Costo anual de O&M al comienzo del proyecto [US\$/año]	600
Costo anual por seguros al comienzo del proyecto [US\$/año]	600
Payback original [año]	17
Payback ajustado a GN 2008 [año]	9

Tabla 2.12: Variación en el periodos de recuperación de capital para distintos precios del GN

De esta forma, aún cuando los costos del campo de colectores CCP era relativamente caro en comparación con los precios que se manejan hoy, al aplicar el precio del GN que hoy paga la industria a 1987 el periodo de recuperación disminuye significativamente desde los 17 años originales a sólo 9. Con

esto se muestra en forma explícita la enorme influencia del precio del combustible en los indicadores económicos del proyecto. De esta forma, el análisis económico a realizar sobre la planta de generación de calor con energía solar contemplará un análisis de sensibilidad del precio del combustible sobre los indicadores económicos del proyecto.

2.6.3. Costo Energía Eléctrica

Para efectos de este trabajo de investigación, es importante conocer la evolución del precio de la energía eléctrica en los últimos años, y realizar una estimación de su costo a futuro. Esta estimación es muy importante, porque está directamente relacionada con los costos por concepto de bombeo de agua a través del circuito. Así, a continuación se muestra la evolución del Precio Medio de Mercado (PMM) para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

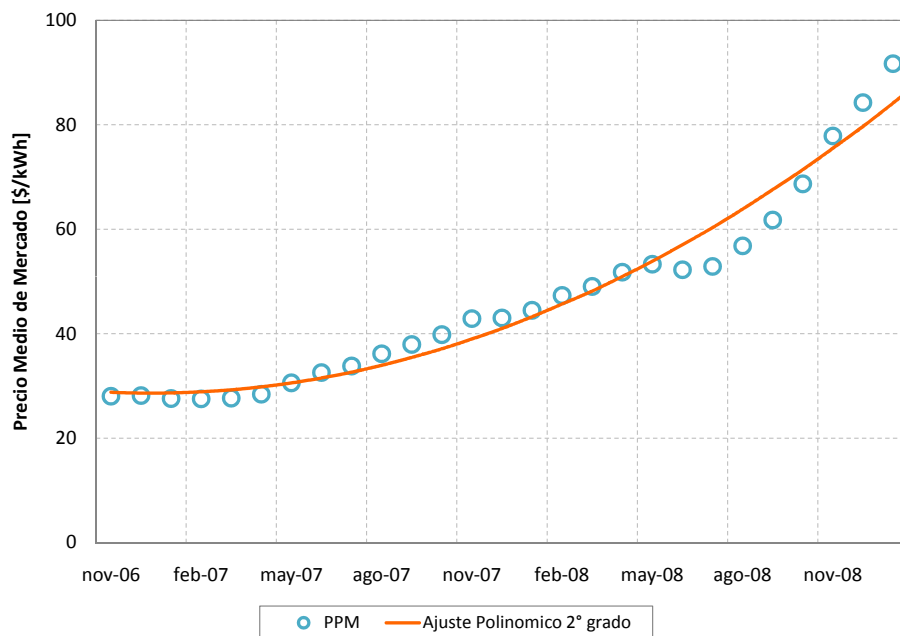


Figura 2.11: Evolución del PMM del SING desde Noviembre de 2006 a la fecha [29].

El PPM corresponde al precio medio pagado por los consumidores de electricidad en el norte grande, basado en los precios de los contratos informados por las compañías generadoras a la CNE. De esta forma, se observa que el precio medio pagado por las empresas en el norte de nuestro país ha crecido a una tasa anual promedio de un 56,5% en los últimos 2 años.

Los precios futuros de la electricidad son complejos de predecir de por sí, sin embargo, dada la actual

crisis económica esto se hace aún más difícil. Previo a la crisis los expertos predecían altísimos valores para los combustibles fósiles para el futuro cercano y mediano, sin embargo, estos se encuentran hoy en valores muy bajos dada la menor actividad económica e incluso señales de recesión en las principales economías del orbe.

2.7. Mercado de Bonos de Carbono

A comienzos de los años 90's se crea la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), impulsados por la creciente preocupación sobre el cambio climático alrededor del mundo. En el año 1997, se crea el protocolo de Kyoto, el cual establece objetivos de reducción de emisiones para la mayoría de los países industrializados (países del Anexo 1 del protocolo de Kyoto).

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

2.7.1. Registro y Certificación

Como se menciona anteriormente, existe un proceso mediante el cual los proyectos son registrados y certificados, de forma que estos sean validados para comercializar sus emisiones. Si bien existen un cierto grado de simplificación para proyectos de pequeña escala, en general el proceso es bastante similar, independiente del tamaño del proyecto en cuestión.

En 2005, un estudio realizado por Bhardwaj & Parthan [21], realizó un catastro de los costos relacionados con la participación del MDL. Estos costos se han separado en dos categorías, los costos de certificación inicial del proyecto (previo a la venta de CERs) y los costos de operación (costos que aparecen durante la vida útil del proyecto de reducción de emisiones). Estos costos se muestran a continuación para tres proyectos de distinto tamaño, en conjunto con las utilidades anuales de la venta de CERs, asumiendo un precio de mercado de US\$10/CER:

Tamaño del Proyecto	Reducción de Emisiones [Ton CO ₂ /año]	Costo de Certificación [US\$]	Costo de Operación [US\$]	Ingresos por venta de CERs [US\$]
Gran-escala	150.000	89.000	13.200	1.500.000
Media-escala	50.000	71.000	10.000	500.000
Pequeña-escala	10.000	31.000	3.000	100.000

Tabla 2.13: Costos y utilidades anuales de proyectos MDL según su escala de tamaño.

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

2.7.2. Precio de Mercado de CERs

Predecir el precio de mercado de CERs es una tarea compleja, al estar este íntimamente ligado al precio del petróleo y la incertidumbre sobre la continuidad del Protocolo de Kioto después de 2012. Sin embargo, es posible analizar la evolución del precio de mercado de este *comodity* desde la puesta en marcha del Protocolo de Kioto, en 2005, a la fecha.

El principal mercado para la venta de CERs corresponde a la Unión Europea, por lo que los precios suelen ser manifestados en euros. A mediados del año 2006, los proyectos registrados obtenían entre 11-15, mientras que aquellos no-registrados obtenían entre €8 y €10, para proyectos de bajo riesgo, y entre €4 y €6, para proyectos riesgosos.

A comienzos del año 2008, el precio se mantenía cercano a los €15/CER; sin embargo, el incremento histórico en el precio del petróleo experimentado entre Enero y Julio llevó al CER a alcanzar un máximo histórico de €27.5/CER. Esto se debe a que, dado los altísimos precios del petróleo, para muchas generadoras europeas era más rentable volver a generar con carbón gasificado, comprando CERs para compensar las mayores emisiones de GEI de este combustible en comparación con el Diésel o el Gas Natural.

En esta misma línea, y en completo desconocimiento de la crisis económica que se desataría en el segundo semestre de 2008, el *Deutsche Bank* alemán elevó su predicción del precio del CER a €40/CER para fines del año 2008[23].

Sin embargo, la llegada de la crisis económica causó una importante disminución en el consumo,

y por tanto el precio de los *comodities* cayó estrepitosamente, incluyendo el precio del petróleo y, por tanto, de los CERs. A casi 6 meses del comienzo de la crisis, el precio del CER se encuentra cercano a los €11.

En general, al realizar la evaluación económica de un proyecto de reducción de GEI se suele considerar un precio de mercado del CER, entre €10 y €15. Existe actualmente una alta expectativa sobre el fuerte impacto al alza que tendría la inclusión efectiva de Australia y Estados Unidos en el mercado, sobre el precio del CER.

2.7.3. Cálculo de Reducción de Emisiones

La reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), depende tanto del tipo de combustible que se utilice, como de la eficiencia de la máquina que lo combustiona. La Junta Ejecutiva del MDL ha entregado metodologías simplificadas para el cálculo de las reducciones de GEI para proyectos cuya potencia instalada sea menor a 45MW, de acuerdo a la potencia del diseño entregada por el fabricante.

Si bien en la actualidad no existen proyectos registrados de energía solar con fines térmicos dentro del MDL, existen metodologías flexibles que pueden ser utilizadas para aquellos proyectos en donde no existen experiencias previas. En el caso de un proyecto que utilice energías renovables para sustituir combustibles fósiles, en este caso energía solar, es posible utilizar una metodología sencilla de cálculo de las emisiones de GEI. Esta metodología corresponde a la *AMS-I-C*, disponible de forma pública en el portal oficial del MDL[24], y se explica a continuación:

$$E = \frac{Q \cdot EF}{\eta_{th}} \quad (2.1)$$

Donde; E corresponde a la reducción anual nominal de emisiones realizadas por el proyecto en $[ton_{CO_2eq}]$, Q es el calor útil anual entregado por el proyecto en $[TJ]$, EF es el factor de emisión de GEI en $[ton_{CO_2eq}/TJ]$ y η_{th} , la eficiencia anual de la caldera o equipo de combustión.

Esta ecuación permite calcular las emisiones de GEI de un proyecto solar de forma simple para distintos tipos de combustibles utilizados, basado en la producción de calor útil del campo de colectores solares y los factores de emisión para el tipo de combustible utilizado. Desde 1996, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) ha publicado sus *Guías para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero*, conteniendo, entre mucha información valiosa, los factores de emisión para cada tipo de combustible fósil, de acuerdo a una clasificación por tipo de industria.

Estos factores son revisados y actualizados en el tiempo, en donde su última versión fue publicada

en 2006. A continuación se presentan los factores de emisión del IPCC en $[kgCO_{2eq}/TJ]$, por tipo de combustible[25]:

Fuel	EF $[kgCO_{2eq}/TJ]$
Natural Gas	56,152
Diesel	74,349
Residual Fuel-oil	77,649
Bituminous Coal	95,086
Sub-Bituminous Coal	96,586

Tabla 2.14: Emission factors in $[kgCO_{2eq}/TJ]$ for the fuels that are used the most in the industrial process heating.

Dado estos resultados, las emisiones de GEI evitadas por un campo de colectores solares pueden ser calculadas de forma simple, insertando el valor correspondiente en la ecuación 2.1.

Capítulo 3

Metodología

Para lograr los objetivos de este estudio, fue necesario analizar el desempeño de un campo de colectores solares integrado al sistema de calentamiento auxiliar de una planta de electro-obtención de cobre (EW). Para esto, fue necesario generar una plataforma de pruebas que permitiese obtener, de forma confiable y organizada, los principales ahorros y consumos relacionados con el campo de colectores.

Dado el requerimiento de una alta precisión en el cálculo de algunas variables de operación del sistema, sumado a la alta flexibilidad requerida para analizar diversas configuraciones del sistema, fue necesaria la búsqueda de una plataforma adecuada para el estudio. Esta plataforma fue generada en el software TRNSYS, el que ofrece precisión y gran flexibilidad, a la vez que posee amplia aceptación entre científicos de energía solar.

Para el estudio, se escogió una planta de EW cercana a la ciudad de Calama, utilizando los datos de operación de esta para construir la plataforma de pruebas. La inexistencia de mediciones de radiación directa en la zona —indispensable para la simulación de un sistema que utiliza una tecnología de concentración de radiación solar— hizo necesario establecer una metodología para estimar la radiación directa a lo largo del día y el año, basado en mediciones de radiación global en plano horizontal existentes.

Para realizar el análisis de distintas configuraciones, se han considerado las siguientes variables:

- Tamaño del campo de colectores
- Tamaño del intercambiador de calor
- Dimensionamiento del sistema de piping
- Dimensionamiento del sistema de bombeo

Tomando estos aspectos en consideración, se utilizaron diversas combinaciones de estas variables, de forma de encontrar la existencia de configuraciones que optimicen económicamente el sistema, definido por el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto. El intervalo de tiempo a considerar es de 20 años, por ser esta la vida útil mínima del campo de colectores, de acuerdo al fabricante.

De forma de acotar el análisis de esta investigación, se estableció un rango de estudio en base al tamaño del campo de colectores entre 5.000 y 10.000 m^2 . Esto se realizó considerando el tamaño de los campos de colectores de cilindro parabólico existentes en la actualidad y la magnitud de los requerimientos de calor de la planta de EW escogida, considerándose este rango de tamaño como posible en el corto plazo.

Finalmente, con los resultados de estas simulaciones es posible desarrollar tablas y gráficos que permitan dimensionar estos sistemas de forma simple y económicamente óptima.

Los procedimientos metodológicos utilizados se detallan con precisión más adelante en el presente capítulo.

3.1. Descripción del Software Utilizado en la Simulación

Como se ha dicho, para realizar la simulación del sistema se utilizó el software TRNSYS (acrónimo para *Transient Energy System Simulation Tool*), el cual, como su nombre lo dice, ha sido diseñado por la Universidad de Wisconsin para la simulación transiente de sistemas de energía. Existen distintas razones que han llevado a la utilización de este software para este trabajo de investigación.

Por un lado, se trata de un programa que trabaja con una suite gráfica, que lo hace relativamente amistoso de utilizar, especialmente pensando en sistemas con múltiples componentes como una central solar. TRNSYS utiliza módulos pre-compilados en lenguaje FORTRAN que simulan un componente particular del sistema. Estos módulos poseen parámetros invariables, como también variables de entrada y salida que se actualizan en cada paso tiempo (resultados de los cálculos al interior del módulo).

De esta forma, los resultados de un módulo puede ser conectado a las entradas de otro, y por tanto resulta sencillo generar sistemas dependientes entre sí (por ejemplo, la temperatura y caudal de salida de un intercambiador de calor pueden ser conectadas a la entrada de un condensador que se encuentra inmediatamente después del intercambiador).

Por otro lado, y quizás la razón más importante del uso de este software, TRNSYS ha sido ampliamente utilizada en la comunidad científica relacionada con la energía solar para la simulación de campos de colectores integrados tanto industrialmente como para aplicaciones de pequeña escala. Producto de esto, además de la gran cantidad de módulos presentes en la versión comercial de TRNSYS, múltiples organizaciones (como la DLR alemana, o TESS Technologies) han desarrollado sus propios módulos de componentes no contemplados en la versión original, de forma de poder extender sus aplicaciones.

En particular, este trabajo de tesis se ha beneficiado de algunos módulos otorgados de forma gratuita por la DLR, con módulos de distintas tecnologías de colectores solares, así como otros que si bien no

fueron utilizados, podrían utilizarse en futuros trabajos de investigación (componentes de ciclos de potencia, turbinas eólicas, sistemas de almacenamiento de calor, controladores, etc).

La interfaz gráfica generada en TRNSYS para la simulación del sistema integrado campo de colectores-circuito de calentamiento de electrolito se muestra en la siguiente figura:

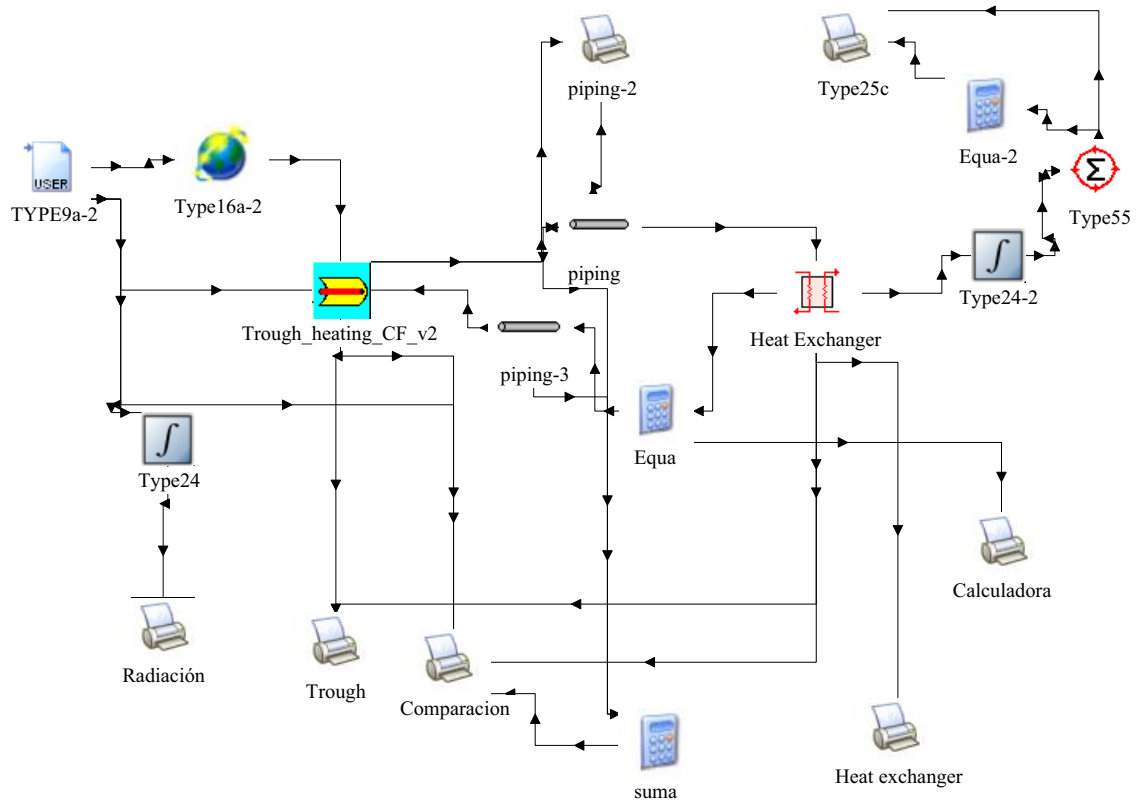


Figura 3.1: Implementación del sistema de calentamiento solar en el software TRNSYS.

3.2. Planta de Electro-Obtención a estudiar

En general, las plantas de electro-obtención del cobre (EW) son bastante similares tanto en relación con las distintas etapas y equipos utilizados, como con las condiciones de operación. Esto, como es comentado en secciones previas, se debe a que variables como el caudal y temperatura del electrolito deben mantenerse dentro de un umbral determinado de operación en orden de obtener cátodos de alta pureza y calidad. Por otro lado, el hecho que este proceso haya sido desarrollado principalmente en Chile contribuye también a una cierta uniformidad y estandarización de este proceso en la industria cuprífera.

Así, la planta de EW seleccionada corresponde a la de una faena minera de la II región de Antofagasta, cercana a la ciudad de Calama, la cual, por motivos de confidencialidad ha solicitado su anonimato en este trabajo de investigación. Esta planta produce aproximadamente 150.000 Toneladas de cobre fino anuales (150.000 TMF/año), y dada la alta similitud entre las distintas plantas de electro-obtención, es posible aplicar los resultados obtenidos para múltiples faenas existentes en la zona.

A continuación se muestra el diagrama del circuito de calentamiento del proceso existente actualmente en la faena minera:

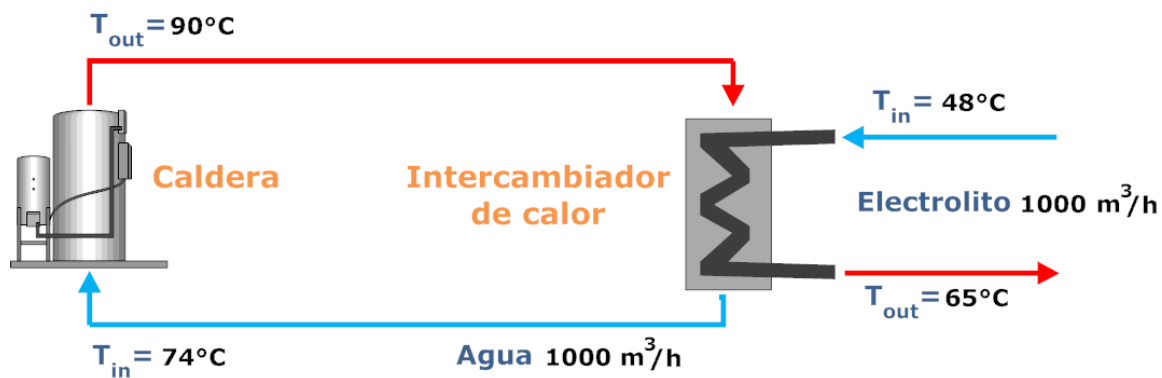


Figura 3.2: Características del circuito de calentamiento de la planta de EW.

La figura anterior contiene el caudal y temperatura de trabajo del sistema de calentamiento del electrolito, así como del electrolito en sí, proveniente de la electro-obtención para ingresar al intercambiador de calor. El sistema opera las 24 horas del día 363 días al año, en donde tanto las temperaturas mencionadas como los caudales se mantienen relativamente constantes a lo largo del día.

Así, la caldera del sistema de calentamiento opera a una potencia promedio de $18,6\text{ MW}_{th}$, calentando agua desde una temperatura de 74°C a 90°C . Por su parte, el caudal de electrolito a calentar es de $1000\text{ m}^3/\text{h}$, desde una temperatura de 48°C a 65°C .

3.2.1. Inserción del campo de colectores la planta EW

Existen múltiples alternativas para insertar un bloque de colectores para el calentamiento de electrolito en el proceso de EW. Producto de conversaciones directas con representantes de algunas faenas mineras, existe interés de integrar la energía solar en sus procesos, sin embargo, también existe una convicción de que esta integración debe realizarse sin alterar los procesos ni equipos existentes. De esta forma, se ha manifestado el bajo apoyo que tendría el hecho de que el calor producido por el campo de colectores sea inyectado directamente al electrolito, utilizando un intercambiador de calor.

Tomando esto en consideración, se ha optado por una alternativa distinta, la cual contaría con un mayor respaldo por parte de las mineras. Básicamente, el calor aportado por el campo de colectores sería entregado directamente al circuito de calentamiento, a través de un intercambiador de calor, de forma de precalentar el agua utilizada en este circuito previo a su ingreso a la caldera. Este esquema se aprecia de forma más clara en el siguiente diagrama:

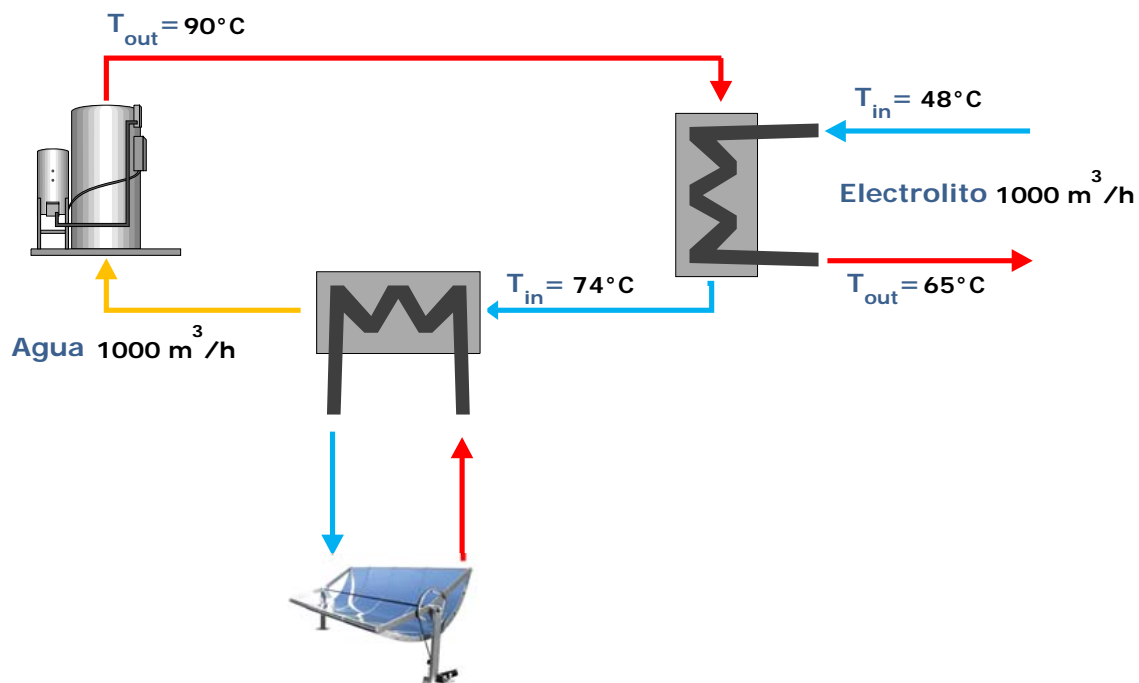


Figura 3.3: Diagrama de inserción de un campo de colectores solares en el circuito de calentamiento de la planta EW escogida.

De esta forma, se considerará la configuración anterior para la simulación del campo de colectores.

3.3. Radiación Solar

Poseer buenas mediciones de radiación solar es clave para una apropiada estimación del potencial térmico de tecnologías solares a nivel industrial. En Chile existen mediciones confiables de radiación solar, utilizando instrumental de buena calidad y calibrado, generadas por la *Dirección Meteorológica de Chile*. Estas mediciones, si bien son realizadas con una rigurosidad suficiente para ser calificadas de confiables, sólo entregan valores diarios acumulados de radiación solar en plano horizontal, y no datos de radiación directa ni el detalle de radiación en plano horizontal a lo largo de cada día. Poseer datos de radiación directa a lo largo del día es esencial para la generación de simulaciones de buena precisión.

La *Dirección Meteorológica de Chile* ha cooperado con la *Organización Mundial de Meteorología* compartiendo mediciones de radiación solar en plano horizontal realizadas en distintas localidades. Estas mediciones son publicadas en el sitio web del *World Radiation Data Centre* (WRDC) [38] y son de uso público. De esta forma, se poseen mediciones diarias de radiación solar confiables.

Por otro lado, Cuevas y Román [39] utilizaron un modelo de radiación solar de día claro (Bird, 1991 [40]) para obtener valores de radiación directa y de radiación global sobre plano horizontal para la ciudad de Calama. Se compararon los valores de radiación global en plano horizontal del modelo con aquellos medidos para los días en que la transparencia atmosférica era superior a 0,7 obteniendo un error diario medio de $68,77W/m^2$, equivalentes a un error de un 2,5%. De esta forma, se utilizará un procedimiento similar para generar una estimación horaria de radiación normal directa a lo largo de un año calendario, de acuerdo al procedimiento en la siguiente sección.

3.3.1. Procedimiento realizado

Nomenclatura

En la presente sección se detalla el procedimiento teórico realizado de forma de obtener los datos de radiación requeridos. Algunos cálculos requieren de múltiples ángulos y variables que se detallan en la siguiente nomenclatura:

G_{sc}	Constante solar (1367 W/m^2)
ϕ	Latitud de la localidad en estudio [°]
δ	Declinación , posición angular del sol con respecto al plano del ecuador (al medio día solar) [°]
β	Inclinación de la superficie , ángulo entre el plano de la superficie y la horizontal [°]
γ	Azimut de la superficie , ángulo entre la proyección sobre la horizontal de la normal al plano de la superficie del colector y el meridiano local [°]
ω_s	Ángulo horario , desplazamiento angular del sol de este a oeste debido a la rotación de la tierra [°]
θ	Ángulo de incidencia , ángulo formado entre la radiación directa y la normal al plano del colector [°]
θ_z	Zenith solar , ángulo entre la radiación directa y la vertical [°]
γ_z	Azimuth solar , ángulo entre la proyección de la radiación directa en la horizontal y la línea norte-sur [°]
n	Día del año , donde el valor $n=1$ corresponde al 1 de Enero y $n=365$ al 31 de Diciembre.

Tabla 3.1: Nomenclatura a utilizar en los cálculos de la presente sección.

Modelo de Bird

El modelo de Bird de radiación solar para día claro se basa en varios modelos de radiación predecesores como el modelo SOLTRAN 4 y de Montecarlo. Como la gran cantidad de los modelos de radiación directa, consiste básicamente en aplicar a la radiación solar extraterrestre (radiación teórica que recibiríamos sin la presencia de la atmósfera) una serie de factores T_i ($T_i \in [0, 1]$) que representan la transmitancia atmosférica existente debido a la absorción de radiación por parte de distintos componentes que se encuentran en esta. Entre estos factores se encuentra la transmitancia debida a la absorción del ozono (T_o), la transmitancia debida a la absorción del vapor de agua (T_w) y la transmitancia debida a la atenuación por los aerosoles (T_a). A modo de ejemplo, si el coeficiente T_w equivale a 0,99, quiere decir que el 1% de la radiación incidente es absorbida por contenido de agua y vapor en la atmósfera.

Existen varios datos de entrada requeridos para realizar los cálculos dados por las ecuaciones de los modelos de radiación. En el caso del modelo de Bird, este ocupa diversos parámetros que determinan las condiciones tanto geográficas como atmosféricas. Estos parámetros son los siguientes:

- Latitud (°)
- Longitud (°)
- Zona horaria
- Altitud o presión atmosférica (mBar)
- Columna vertical de Ozono desde la superficie (cm)
- Columna vertical de vapor de agua desde la superficie (cm)
- Espesor óptico de los aerosoles (AOD, por *Aerosol Optical Depth*) a 380 y 500 nm
- La reflectancia de piso o Albedo

Dados estos parámetros de entrada, el modelo de Bird entrega una estimación de la radiación directa (para día claro) a lo largo del día, para cada día del año. En el trabajo de *Román y Cuevas* [39], se establecieron estos parámetros de entrada para la ciudad de Calama, en el norte grande de nuestro país. Se compararon los resultados de radiación total, para aquellos días con una transparencia superior a 0,7, en plano horizontal provenientes del modelo de Bird *versus* las mediciones existentes de la WRDC [38], obteniendo un error medio anual inferior al 3 %.

Los parámetros de entrada para el modelo de Bird utilizados en este estudio fueron:

Parámetro	Valor
Latitud [°]	-22,59
Longitud [°]	-68,54
Zona horaria [GMT]	-4
Presión atmosférica [mBar]	775
Columna ozono [cm]	0,3
Columna agua [cm]	1,5
AOD (a 500 nm)	0,1
AOD (a 380 nm)	0,05
Albedo	0,2

Tabla 3.2: Parámetros de entrada para el modelo de Bird utilizados.

Dado que el modelo de radiación utilizado se ajusta a las curvas medidas de forma satisfactoria, para efectos de este estudio, se utilizará el modelo de radiación de Bird con los parámetros anteriormente mencionados para modelar la radiación solar directa a lo largo del día, para días despejados.

Generación del archivo anual de radiación

Para poder realizar una simulación anual del campo de colectores, es necesario generar un archivo anual de radiación, de forma de conocer la radiación directa cada una hora a lo largo del año. Para esto, en primer lugar se calculará la transparencia atmosférica (K_T) para cada día, utilizando los datos diarios de radiación global en plano horizontal obtenidos de la WRDC. Se utilizarán los datos correspondientes al año 2006, ya que son bastante completos a lo largo del año.

La transparencia atmosférica se calcula con la siguiente fórmula:

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (3.1)$$

Donde H es la radiación global en plano horizontal obtenida de la WRDC y H_0 la radiación extraterrestre en plano horizontal para el día en cuestión. El valor diario de H_0 está dado por la siguiente fórmula:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right) \left(\cos(\phi) \cos(\delta) \operatorname{sen}(w_s) + \frac{\pi \cdot w_s}{180} \operatorname{sen}(\phi) \operatorname{sen}(\delta) \right) \quad (3.2)$$

De esta forma, se puede obtener el valor de K_T para cada día del año. Luego, se clasificaron los días del año en 3 grupos:

Rango	Estado
$K_T < 0,6$	Día nublado
$0,6 < K_T < 0,7$	Día parcialmente despejado
$0,7 < K_T$	Día claro (despejado)

Tabla 3.3: Clasificación de días por transparencia atmosférica.

Utilizando esta clasificación, el porcentaje de días (con respecto al total anual) que se encuentran dentro de cada intervalo K_T , para el año 2006, se muestran en la siguiente figura:

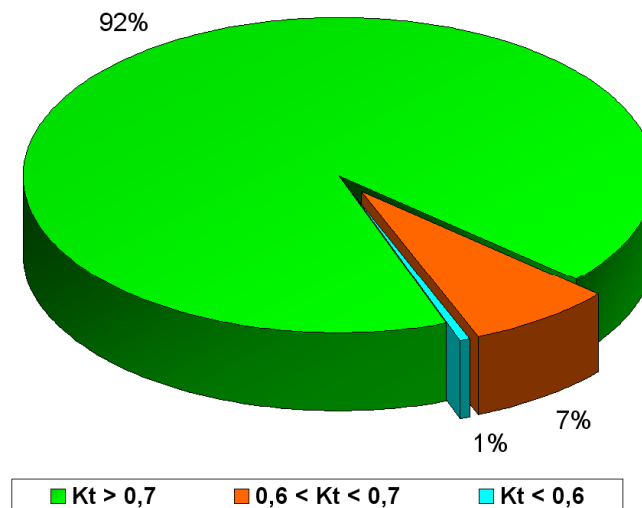


Figura 3.4: Porcentaje de días con respecto al total anual distribuidos por rango de transparencia atmosférica K_T para la ciudad de Calama en 2006.

El gráfico anterior resalta las óptimas condiciones climáticas para el desarrollo de la energía solar, en donde el 92% de los días es considerado dentro del rango de claro, es decir, completamente despejado. Así, la radiación solar directa para aquellos días que se encuentren en el rango $0,7 < K_T$ será simulada a través del modelo de Bird para día claro, correspondiendo a 336 días en el año.

Luego, aquellos días que se encuentren en el rango $0,6 < K_T < 0,7$ se considerarán como parcialmente despejados y, dado que representan un 7% del total anual, se les aplicará una metodología sencilla para aproximar la radiación directa a lo largo del día. Esta consistirá en asumir que estos días se pueden dividir en 2 partes: una completamente despejada y otra considerablemente nublada. Al conocerse la radiación global diaria sobre placa horizontal, la siguiente ecuación puede ser planteada para uno de los días que se encuentren en este rango de K_T :

$$0,5 \cdot X \cdot H_{z_{Bird}} + (1 - X) \cdot H_{z_{Bird}} = H \quad (3.3)$$

En donde X representa la fracción diaria nublada, $H_{z_{Bird}}$ la radiación global sobre placa horizontal predicha por el modelo de Bird, y H es la radiación global en plano horizontal obtenida de la WRDC. Esta ecuación asume que en el periodo de nubosidad la radiación global medida será igual a un 50% de la obtenida si el día fuese despejado (100% radiación difusa). De esta forma, al despejar X en la ecuación anterior, la fracción diaria nublada será:

$$X = 2 \cdot \left[1 - \left(\frac{H}{H_{z_{Bird}}} \right) \right] \quad (3.4)$$

Así, una vez calculada la fracción nubosa para cada día del año que se encuentre en el rango $0,6 < K_T < 0,7$, calculamos la radiación directa de la siguiente forma:

$$H_b = (1 - X) \cdot H_{b_{Bird}} \quad (3.5)$$

En donde $H_{b_{Bird}}$ corresponde a la radiación directa predicha por el modelo de Bird para día claro. Esta ecuación supone que durante el periodo de nubosidad se tiene sólo radiación difusa, por lo que la componente directa es nula. Al no poseer mayor información sobre la distribución de nubosidad a lo largo del día, se aplicará la fórmula anterior de forma horaria, castigando la radiación directa de forma equitativa a lo largo del día.

A modo de ejemplo, se tomará el caso del 25 de Enero ($K_T=0,66$). Para este día, la fracción nubosa (X) fue:

$$X = 0,32$$

De esta forma, utilizando la ecuación 3.5, se obtendrá la siguiente corrección a la radiación directa:

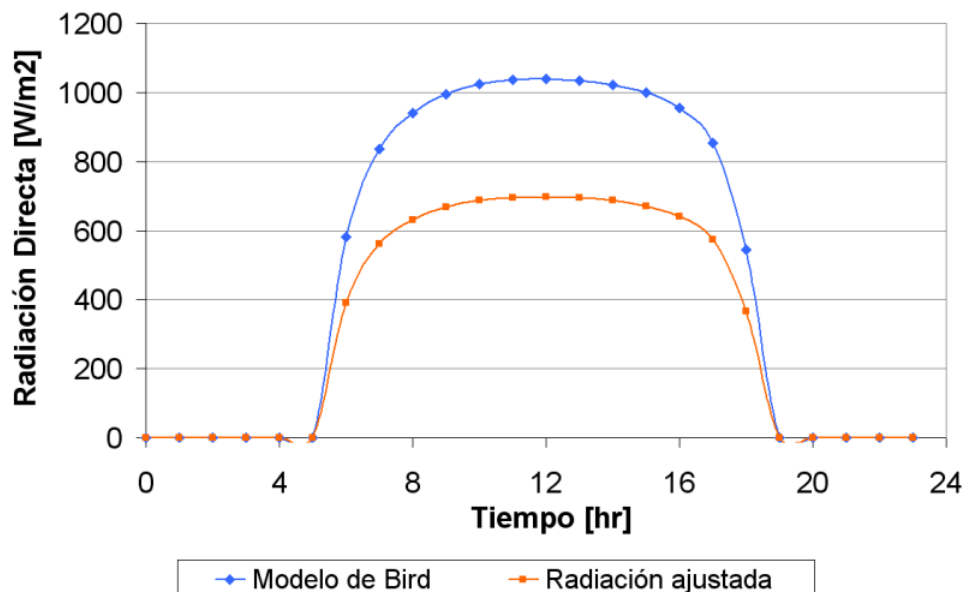


Figura 3.5: Ajuste a la radiación de día claro obtenida con el modelo de Bird.

En la figura previa, la curva azul representa la radiación directa de día claro predicha por el modelo de Bird y la anaranjada la radiación directa a considerar, tomando en cuenta el ajuste realizado. Es importante destacar que este análisis para los días parcialmente nublados es simplemente una aproximación

para la radiación directa diaria, sin embargo, no representa fielmente lo que sucede en la realidad. En un día parcial, para efectos de la operación del campo de colectores, sólo existirán momentos despejados -en donde el campo podrá operar- y momentos con nubosidad -en donde el campo no puede operar-.

De esta forma, la aproximación mas correcta sería suponer una distribución representativa de nubes a lo largo del día, de forma tal que existan momentos del día nubosos y otros despejados. La aproximación realizada en esta tesis es conservadora, ya que el campo de colectores funcionará con valores de radiación normal directa bajos, sacrificando eficiencia, aunque este efecto no es demasiado determinante ya que la curva de eficiencia del campo de colectores de cilindro parabólico se ve afectada sólo levemente al recibir una menor radiación. Esto, sumado al hecho de que los días parciales sólo representan un 7 % del total anual, hace que la aproximación tomada afecte muy levemente a los resultados anuales de este estudio.

Finalmente, aquellos días con una transparencia atmosférica $K_T < 0,6$ se considerará como día nublado. De esta forma, se considerará que la componente directa de la radiación es muy baja y, por tanto, el sistema de colectores de cilindro parabólico no funcionará ese día.

Cálculo de la Radiación Normal Directa

El Modelo de Bird nos entrega tanto la radiación directa a lo largo del día, como el ángulo horario w_s del sol a lo largo del día. Sin embargo, para fines de la simulación, se requiere calcular la radiación normal sobre el área de incidencia del colector de cilindro parabólico (CCP). En este sentido, es importante señalar que el colector CCP gira de Este a Oeste, rotando en forma tal que el ángulo formado entre la normal al área de incidencia coincide con el ángulo horario (w_s). Por este motivo, la radiación normal directa (DNI) se calcula simplemente como:

$$H_{DNI} = H_b \cdot \cos(\theta) \quad (3.6)$$

Donde H_b corresponde a la radiación directa y θ al ángulo de incidencia (ángulo entre la radiación solar directa y la vertical). El primer valor fue calculado previamente, sin embargo el ángulo de incidencia debe ser calculado para cada hora del año, pues su valor cambia no sólo a lo largo del día sino también a lo largo del año. Existe una ecuación que relaciona tanto el movimiento del sol a lo largo del año con el movimiento del colector a lo largo del día, la que se muestra a continuación:

$$\cos(\theta) = \sin(\delta)\sin(\phi)\cos(\beta) - \sin(\delta)\cos(\phi)\sin(\beta)\cos(\gamma) + \cos(\delta)\cos(\phi)\cos(\beta)\cos(w_s) +$$

$$\cos(\delta)\text{sen}(\phi)\text{sen}(\beta)\cos(\gamma)\cos(w_s) + \cos(\delta)\text{sen}(\beta)\text{sen}(\gamma)\text{sen}(w_s) \quad (3.7)$$

De esta forma, se requieren los valores de δ , ϕ , β , w_s y γ para definir completamente el ángulo θ , en donde el ángulo w_s ya se conoce. El valor de δ puede ser calculado para cada día del año a través de la ecuación de Cooper (1969):

$$23,45 \cdot \text{sen} \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.8)$$

De esta forma, el valor de δ para cada día n del año es ahora conocido. Por otro lado, los ángulos β (Inclinación del colector) y γ (azimuth de la superficie) determinan el movimiento del colector CCP a lo largo del día. Este movimiento puede ser modelado a través de las siguientes ecuaciones:

$$\gamma = \left\{ \begin{array}{ll} -90 & : w_s < 0 \\ 90 & : w_s > 0 \end{array} \right\} \quad (3.9)$$

$$\beta = |w_s| \quad (3.10)$$

Finalmente, la latitud ϕ a considerar será la de la ciudad de Calama, equivalente a $-22,5^\circ$ ($22,5^\circ$ latitud sur). De esta forma, es posible calcular el ángulo de incidencia para cada momento del día, para cada día del año. Finalmente, al poseer los valores de H_b y θ a lo largo del año, el archivo de radiación normal directa sobre el colector CCP puede ser calculada para el año 2006.

3.4. Dimensionamiento de Componentes para la simulación

El uso de TRNSYS como herramienta de simulación requiere de cierto conocimiento de los modelos a utilizar, de forma de escoger los módulos apropiados o de generar módulos nuevos, si estos no cumplen con lo requerido. Con respecto a la simulación y el posterior análisis económico en cuestión existen algunos componentes y variables relevantes que deben ser modelados y/o estimados con especial cuidado, en particular, el campo de colectores de cilindro parabólico, las pérdidas de calor por piping y el consumo eléctrico por bombeo.

Los modelos matemáticos y supuestos utilizados para su correcto dimensionamiento o cálculo se presentan a continuación.

3.4.1. Campo de Colectores de Cilindro Parabólico

Para modelar el campo de colectores de cilindro parabólico (CCP) se ha modificado el modelo original de Lippke [41]. Este modelo fue desarrollado inicialmente para simular el comportamiento del campo de colectores CCP de una central solar de generación eléctrica de 30 MW, ubicada en California, Estados Unidos.

La principal característica de este modelo es que asume la utilización de bombas de flujo variable, en donde el caudal másico total que se bombea a través del campo de colectores CCP es regulado de forma tal de obtener una temperatura fija a la salida de los colectores. De esta forma, la temperatura objetivo se logra rápidamente una vez que la radiación normal directa deja de ser nula, ya que puede ser alcanzada simplemente disminuyendo el flujo másico de agua a circular por el campo de colectores.

Este funcionamiento es de interés para un sistema de calentamiento con energía solar de esta envergadura, ya que permite prescindir de un gran volumen de almacenamiento para alcanzar las temperaturas requeridas por el proceso de electro-obtención (EW).

El modelo desarrollado por Lippke ha sido adaptado como módulo para ser utilizado en TRNSYS por el *Centro Alemán de Aeronáutica y el Espacio* (DLR), sin embargo, en él se incluyen muchas alternativas especialmente desarrolladas para una central solar de generación eléctrica. Esto, por un lado, hace que si se pretende utilizar este módulo a temperaturas menores que 200°C se obtengan serios problemas de convergencia difíciles de solucionar. Por otro lado, el módulo contiene bastante información que se encuentra implícita en el código fuente, pero que no es posible modificar a nivel de usuario. De esta forma, si se pretende utilizar este módulo de TRNSYS para aplicaciones de menor temperatura, aún si se pudiesen solucionar los problemas de convergencia, los resultados no serían confiables.

De esta forma, se desarrolló un nuevo módulo modificando el modelo de Lippke para ajustarlo a aplicaciones de temperatura baja y media. Para desarrollar nuevos módulos que sean reconocibles por TRNSYS, estos deben ser, en primer lugar, programados en el lenguaje de programación FORTRAN y luego compilados en una librería dinámica (DLL) en el formato que TRNSYS exige. A continuación se detalla el funcionamiento y modelo matemático utilizado para simular el comportamiento del sistema de colectores CCP. El código fuente en FORTRAN desarrollado para este módulo puede ser encontrado en el Anexo I.

Parámetros y Variables de Entrada del Modelo

El software de simulación admite dos tipos distintos de datos de entrada en la simulación, y que se utilizan para realizar los cálculos necesarios para determinar las variables de salida. Por un lado, los

parámetros de simulación corresponden a variables de entrada que permanecen fijas a lo largo de la simulación. Por otro lado, las *variables de entrada* corresponden a variables que pueden variar en cada paso tiempo, y que por tanto aportan información sobre el estado transiente del sistema.

Los *parámetros* utilizados por el módulo son:

- A - Eficiencia óptica colectores
- B - Coeficiente eficiencia proporcional a ΔT
- C - Coeficiente eficiencia de primer-orden
- D - Coeficiente eficiencia de segundo-orden
- L - Largo de cada arreglo en serie de colectores [m]
- W - Ancho de apertura de los colectores [m]
- F - Largo focal de los colectores [m]
- A_{tot} - Área total del campo de colectores [m]
- K_1 - Factor de primer-orden del modificador del ángulo de incidencia
- K_2 - Factor de segundo-orden del modificador del ángulo de incidencia

Por otra parte, las *variables de entrada* utilizadas son:

- T_{out} - Temperatura de salida requerida [°C]
- T_{in} - Temperatura de entrada al campo de colectores [°C]
- C_l - Factor de limpieza de los colectores
- C_p - Calor específico [kJ/kg K]
- γ_s - Ángulo azimut del sol [°]
- θ_s - Ángulo zenith del sol [°]
- DNI - Irradiación normal directa [kJ/hm²]
- T_{amb} - Temperatura Ambiente [°C]

Modelo Matemático

El principal principio propuesto por Lippke se aplica en este modelo, en donde se calcula el caudal másico necesario para entregar una temperatura de salida demandada (T_{out}). El caudal másico (\dot{m}) se calcula de la siguiente forma:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{net}}{c_p(T_{out} - T_{in})} \quad (3.11)$$

En donde; \dot{Q}_{net} corresponde a la tasa calor neto entregado al fluido por parte del campo de colectores en [kJ/s], c_p el calor específico del líquido caloportador [kJ/kg K], T_{out} es la temperatura del fluido a la salida de los colectores y T_{in} la temperatura de entrada al campo de colectores CCP.

En la ecuación anterior, los valores en el dividendo son conocidos, ya que representan variables de entrada ingresadas por el usuario, por lo que sólo es necesario determinar el valor de \dot{Q}_{net} . Este, se calcula de la siguiente forma:

$$\dot{Q}_{net} = A_{tot} \cdot DNI \cdot \eta \quad (3.12)$$

En donde A_{tot} corresponde a el área total efectiva de colectores CCP [m^2], DNI es la irradiación normal directa [kJ/hm^2] y η la eficiencia instantánea del campo de colectores. Los dos primeras variables corresponden a variables de entrada del sistema, por lo que sólo es necesario determinar la eficiencia del sistema.

La eficiencia instantánea del sistema se calcula de acuerdo, al ensayo realizado por los laboratorios Sandia [42], de la siguiente forma:

$$\eta = K \cdot M \cdot (A + B \cdot \Delta T_m) + C \cdot \frac{\Delta T_m}{DNI} + D \cdot \frac{\Delta T_m^2}{DNI} \quad (3.13)$$

Donde A, B, C y D son factores que determinan la eficiencia y que provienen de un ensayo en un laboratorio, ΔT_m es la temperatura media en el colector por sobre la temperatura ambiente, K es el modificador del ángulo de incidencia y M las pérdidas de fin de colector.

Primero, se calcula ΔT_m de la siguiente forma:

$$\Delta T_m = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} - T_{amb} \quad (3.14)$$

Luego, para el modificador del ángulo de incidencia (K) se utiliza una ecuación cuadrática, como se muestra a continuación:

$$K = \cos(\theta) + K_1 \cdot \theta + K_2 \cdot \theta^2 \quad (3.15)$$

Luego, las pérdidas de fin de colector (M) tienen relación con aquellas que se producen por seguir al sol sólo de Este a Oeste, y no incorporar un movimiento que permita seguir al sol a medida que varía su altura, tanto a lo largo del día como del año. El existir un cierto ángulo de incidencia distinto de cero, lo que sucederá es que al comienzo (o final) de una columna de colectores en serie parte de la radiación será reflejada fuera de los límites en donde se ubica el receptor central. Estas pérdidas se calculan con la siguiente ecuación:

$$M = 1 - F \frac{\tan(\theta)}{L} \quad (3.16)$$

Donde F es la distancia focal de la parábola de los colectores, L el largo de cada columna de colectores CCP en serie y θ el ángulo de incidencia de la radiación directa y la normal al plano de incidencia de los colectores.

Finalmente, se calcula el ángulo de incidencia (θ) en función de la elevación (α_s) y el ángulo azimut del sol (γ_s), como se muestra en la siguiente expresión:

$$\theta = \cos^{-1} \left(\sqrt{1 - \cos^2(\alpha_s) \cdot \cos^2(\gamma_s)} \right) \quad (3.17)$$

En donde γ_s es una variable de entrada y α_s es simplemente el complemento del ángulo zenith del sol, el que también es variable de entrada.

Así, dado el anterior procedimiento, es posible calcular el flujo másico de fluido caloportador necesario para alcanzar la temperatura de salida demandada en cualquier momento del día.

3.4.2. Pérdidas Térmicas en Tuberías

Para considerar las pérdidas de calor a través de las tuberías que transportan el agua desde y hacia el campo de colectores, se utilizará el módulo de *piping* incorporado en TRNSYS. Este módulo entrega las pérdidas de calor a través de una tubería requiriendo los siguientes parámetros y variables de entrada:

Parámetros

- Diámetro interno de la tubería (D_i)
- Largo de la tubería (L)
- Coeficiente Global de Transferencia de Calor basado en la superficie interna de la tubería (U_i)
- Densidad del fluido (ρ)
- Calor específico del fluido (c_p)

Variables de Entrada

- Temperatura de Entrada (T_{in})
- Flujo de Entrada (\dot{m})
- Temperatura Ambiente (T_{amb})

De esta forma, utilizando los parámetros y variables de entrada anteriores, el módulo calcula tanto las pérdidas de calor como la caída en la temperatura de salida respecto a la de entrada. La determinación de estos parámetros es relativamente sencilla, con la excepción del parámetro U_i .

Determinación de U_i

El parámetro U_i determina la cantidad de calor transferido hacia el ambiente por cada grado Celsius de temperatura que el fluido se encuentre por sobre la temperatura ambiente. En la realidad, este valor cambia con la variación en el flujo másico, sin embargo, el modelo en TRNSYS sólo acepta este valor como parámetro. Esto quiere decir que este valor no puede ser variado a lo largo de la simulación, sino que debe permanecer fijo. Por lo tanto, se debe estimar un valor que sea relativamente representativo a lo largo del día.

En primer lugar, asumiremos una tubería de radio interno r_1 diámetro interno, con un espesor de tubería y de aislación dados. La siguiente figura muestra una sección transversal de esta tubería, con las variables relevantes para los cálculos:

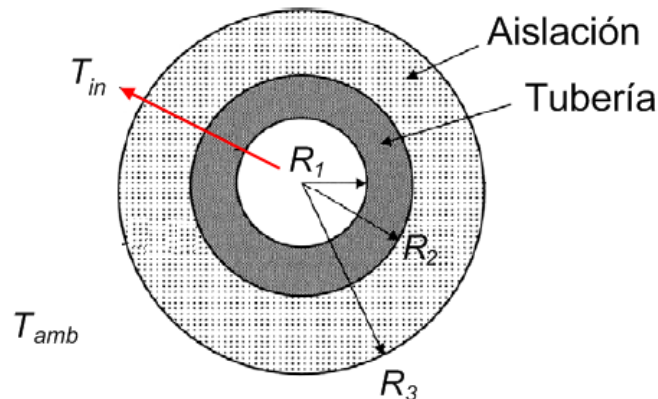


Figura 3.6: Variables relevantes en el cálculo del calor transferido al exterior.

De esta forma, utilizando la notación que aparece en la figura anterior, la ecuación de calor transferido al medio ambiente (Q) sería la siguiente:

$$Q = \frac{2\pi L \cdot (T_{in} - T_{amb})}{\frac{1}{r_1 h_1} + \frac{\ln(r_2/r_1)}{k_{tub}} + \frac{\ln(r_3/r_2)}{k_{ais}} + \frac{1}{h_2 \cdot r_2}} \quad (3.18)$$

En donde, k_{tub} es la conductividad térmica del material del que está compuesto el ducto y k_{ais} la conductividad térmica de la aislación del mismo. Análogamente, se define el coeficiente global de transferencia de calor (U), tal que:

$$Q = UA\Delta T \quad (3.19)$$

Ahora, el área interna del ducto está dada por:

$$A_i = 2\pi r_1 L \quad (3.20)$$

Entonces, podemos despejar el coeficiente U basado en el área interna de transferencia de calor (pared interna de la tubería), U_i , utilizando las tres ecuaciones anteriores obteniendo:

$$\frac{1}{U_i} = \frac{1}{h_1} + \frac{r_1 \ln(r_2/r_1)}{k_{tubo}} + \frac{r_1 \ln(r_3/r_2)}{k_{ais}} + \frac{r_1}{h_2 \cdot r_2} \quad (3.21)$$

Para la ecuación previa, los siguientes valores han sido estimados basados en campos de colectores de tamaño real:

Parámetro	Valor
Radio interno tubo (r_1) [mm]	150
Radio externo tubo (r_2) [mm]	155
Radio externo aislación (r_3) [mm]	195
K_{tubo} [$\frac{W}{m^2K}$]	50
$K_{aislacion}$ [$\frac{W}{m^2K}$]	0,04

Tabla 3.4: Título de la Tabla.

De esta forma, se asumió el uso de una tubería de acero al carbono del 30 cm de diámetro y 0.5 cm de espesor, además de una capa de 4 cm de aislación de lana mineral.

Cálculo de h_1

Se pretende estimar el valor del coeficiente convectivo entre el agua circulante y la tubería. Para esto, debemos determinar el régimen del fluido, por lo que calculamos el número de Reynolds:

$$Re = \frac{DV\rho}{\mu} = \frac{4\dot{m}}{\pi D\mu} = 1,24 \cdot 10^6 \quad (3.22)$$

Este valor fue obtenido utilizando un caudal másico $\dot{m} = 92 \text{ kg/s}$, correspondiente al caudal másico máximo obtenido en verano para un área de 6000^2 , y una viscosidad dinámica $\mu = 314,4 \text{ Ns/m}^2$. En rigor, se podría pensar que las pérdidas por piping obtenidas en los ductos de alimentación y descarga del campo de colectores podría ser altamente dependiente del tamaño del campo de colectores. Esto, ya que el caudal másico circulante por estos ductos se vería incrementado al aumentar el tamaño del campo, lo que podría significar mayores pérdidas de calor. Sin embargo, se realizó un análisis de sensibilidad sobre el resultado obtenido en la ecuación 3.29 para flujos entre 80 y 280 kg/s obteniéndose variaciones en el coeficiente de pérdidas inferiores al 0,1%. De esta forma, al ser $Re > 10^4$ nos encontramos en un régimen turbulento. Para este régimen, estimamos el número de Nusselt utilizando la ecuación de Sieder y Tate [43]:

$$Nu = 0,0027 Re^{0,8} Pr^{1/3} \left(\frac{\mu}{\mu_w} \right)^{0,14} = 1691 \quad (3.23)$$

Finalmente, obtenemos el coeficiente convectivo dado por:

$$h_1 = \frac{k \cdot Nu}{D} = 3806 \frac{W}{m^2 K} \quad (3.24)$$

Calculo de h_2

Ahora, se debe estimar el coeficiente convectivo entre la aislación y el ambiente. Para esto, debemos calcular el número de Grashof, dado por:

$$Gr_L = \frac{g\beta\Delta D^3}{\nu^2} = 5,21 \cdot 10^{10} \quad (3.25)$$

Por otro lado, el número de Prandtl es:

$$Pr = 1,9579 \quad (3.26)$$

Así, $Gr_L \cdot Pr = 1,02 \cdot 10^{11} > 10^9$. De esta forma, el régimen será turbulento, por lo que calculamos el número de Nusselt de la siguiente forma [44]:

$$Nu_D = 0,1 \cdot (Gr_D Pr)^{0,333} = 463,29 \quad (3.27)$$

Así, el coeficiente convectivo está finalmente dado por:

$$h_2 = \frac{k_{aire} \cdot Nu}{D} = 30,88 \frac{W}{m^2 K} \quad (3.28)$$

Ahora, conocidos todos los elementos necesarios, calculamos el coeficiente global de transferencia de calor basado en el área interna del ducto (U_i), basados en la ecuación 3.21:

$$U_i = 8,4964 W/m^2 K = 30,6 kJ/hrm^2 K \quad (3.29)$$

3.4.3. Consumo Eléctrico por Bombeo

Determinación de las Pérdidas de Carga del Sistema

Para calcular el consumo eléctrico durante el día se requiere conocer la curva de pérdida de carga del circuito, en función del caudal circulante. En este sentido no existe información experimental disponible acerca de estas curvas, por lo que se realizará una estimación simplificada utilizando la ecuación de Darcy-Weisbach. Esta ecuación permite conocer las pérdidas de carga en una tubería recta, y está dada por:

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (3.30)$$

De esta forma, separaremos el piping en 3 segmentos: la tubería de entrada al circuito de colectores, el campo de colectores y la tubería de salida. Así, las pérdidas en tuberías serán:

$$H_t[m] = H_{in} + H_{col} + H_{out} \quad (3.31)$$

Donde H_t es la pérdida de carga total en el circuito, H_{in} es las pérdidas a la entrada de los colectores, H_{out} es las pérdidas a la salida de los colectores y H_{col} las pérdidas en el campo de colectores. En concordancia con las asunciones realizadas en la sección anterior, la expresión para las pérdidas de carga en función del caudal volumétrico (Q) para las tuberías principales de entrada y salida del campo de colectores es:

$$H_{in} = H_{out} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\left(\frac{2Q}{\pi D^2}\right)^2}{2g} = \frac{2}{\pi^2 g} \cdot f \cdot \left(\frac{L}{D^5}\right) \cdot Q^2 \quad (3.32)$$

Los factores que acompañan a Q^2 son conocidos, salvo el factor de fricción f . Para esto, calculamos primeramente la rugosidad relativa para una tubería de acero [45], dada por:

$$R_{rel} = \frac{0,0457}{D[mm]} = 1,52 \cdot 10^{-4} \quad (3.33)$$

Así, una vez obtenido este valor, debemos recurrir a tablas empíricas para obtener el valor del factor de fricción. Utilizando las tablas de factor fricción del libro *Pumping Manual* [46], para el valor de la rugosidad relativa obtenido y un número de Reynolds de aproximadamente 10^6 (calculado en la sección 3.4.2, de pérdidas térmicas por piping), obtenemos:

$$f = 0,017 \quad (3.34)$$

De esta forma, reemplazando este valor en la ecuación 3.32, obtenemos:

$$H_{in}[m] = H_{out}[m] = 173,59 \cdot \left(Q \left[\frac{m^3}{s}\right]\right)^2 \quad (3.35)$$

Ahora, debemos calcular la caída de presión en el campo de colectores. Para esto, consideraremos el campo de colectores como un arreglo de n loops en paralelo, con tuberías del mismo tipo e igual caudal. De esta forma, el caudal (q) que circulará en cada loop será:

$$q = \frac{Q}{n} \quad (3.36)$$

Donde Q es el caudal total que ingresa al campo de colectores. Entonces, utilizando nuevamente la ecuación de Darcy-Weisbach, podemos calcular las pérdidas de carga para cada loop del campo de colectores:

$$H_{loop} = \frac{2}{\pi^2 g} \cdot f \cdot \left(\frac{L}{D^5}\right) \cdot q^2 = 2423178,82 \cdot q^2 \quad (3.37)$$

Por otro lado, se define la resistencia hidráulica (R) al paso del agua por un loop como:

$$R = \frac{H_{loop}}{q} \quad (3.38)$$

De esta forma, podemos simplificar el campo de colectores como un arreglo de resistencias hidráulicas en paralelo, como se muestra en la siguiente figura:

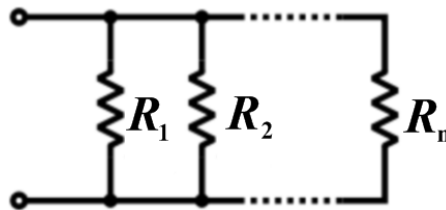


Figura 3.7: Campo de colectores como un arreglo en paralelo de resistencias hidráulicas.

De esta forma, la resistencia hidráulica total del campo de colectores será:

$$R_{tot} = \left(\sum_i \frac{1}{R_i} \right) \quad (3.39)$$

Ahora, al suponer que el caudal es idéntico en cada loop, y al ser todos los loops del mismo material y diámetro las resistencias hidráulicas de cada loop serán idénticas. De esta forma, la ecuación anterior se transforma en:

$$R_{tot} = \left(\sum_i \frac{1}{R_i} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{R} + \dots + \frac{1}{R} \right)^{-1} = \left(\frac{n}{R} \right)^{-1} = \frac{R}{n} \quad (3.40)$$

Así, la pérdida de carga total asociada al campo de colectores será:

$$H_{col} = R_{tot} \cdot Q \quad (3.41)$$

Ahora, reemplazando las ecuaciones 3.40 y 3.36 en 3.41, obtenemos:

$$H_{col} = \left[\frac{R}{n} \right] \cdot [q \cdot n] = R \cdot q = H_{loop} \quad (3.42)$$

Ahora, dejamos esta última ecuación en función de Q:

$$H_{col} = 2423178,82 \cdot q^2 = 2423178,82 \frac{Q^2}{n^2} \quad (3.43)$$

Para este cálculo supondremos que cada loop tiene siempre un largo total de 100m. De esta forma, el número total de loops n estará dado por:

$$n = \frac{A_{col}[m^2]}{100m \cdot 2,3m} = \frac{A_{col}[m^2]}{230} \quad (3.44)$$

De esta forma,

$$H_{col} = 1,28 \cdot 10^{11} \cdot \frac{Q^2}{A_{col}^2} \quad (3.45)$$

Finalmente, reemplazando los valores obtenidos en la ecuación 3.31

$$H_t[m] = \left(347,18 + \frac{1,28 \cdot 10^{11}}{A_{col}^2} \right) \cdot Q^2 \quad (3.46)$$

Donde A_{col} representa el área total de colectores en m^2 y Q representa al caudal volumétrico total en m^3/s .

De esta forma, podemos calcular la curva de pérdidas de carga en función del caudal volumétrico, para distintos tamaños de campo de colectores. Esto se refleja en la siguiente figura, donde se aprecia la curva de pérdidas de carga vs. caudal para tres tamaños distintos de colectores.

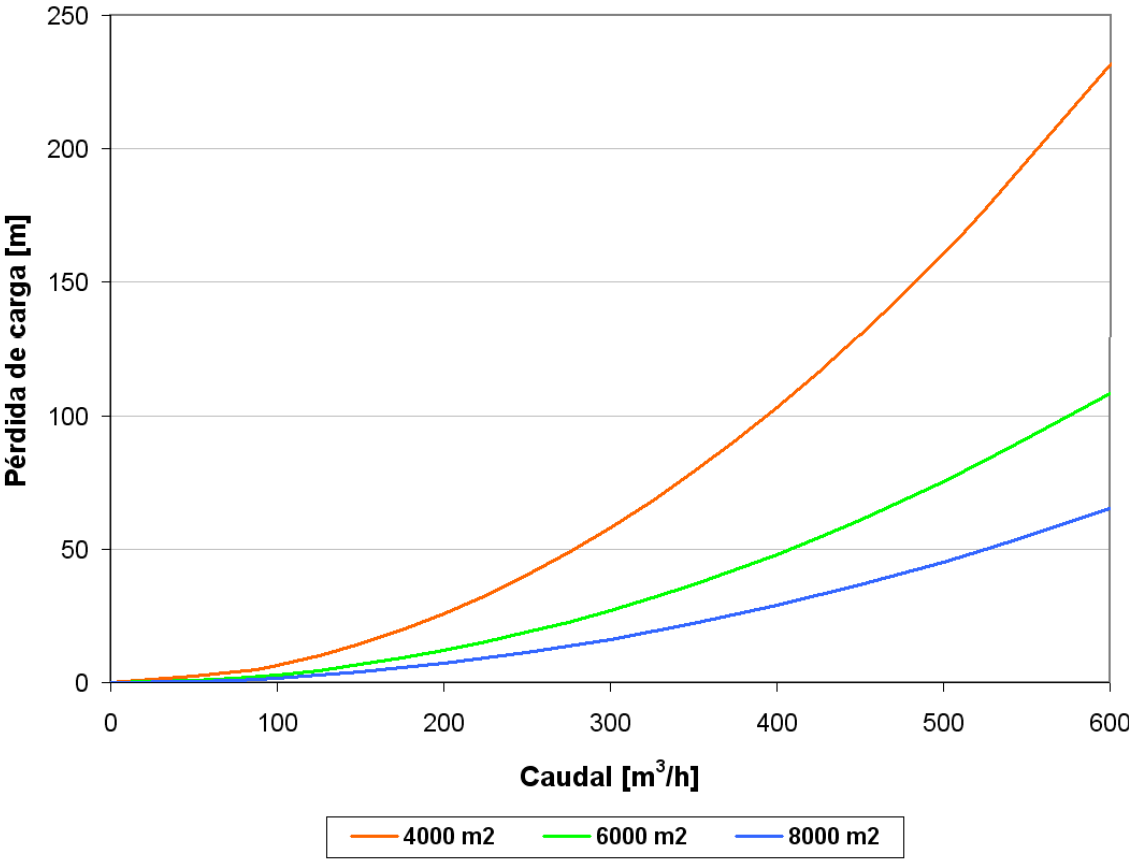


Figura 3.8: Pérdidas de carga del campo de colectores para distintos tamaños de campo.

Determinación de la Eficiencia del Sistema de Bombeo

La curva de pérdidas de carga en función del caudal y el tamaño del campo de colectores es conocida. Por otro lado, realizando simulaciones previas del sistema en verano podemos conocer el caudal máximo de operación a lo largo del año. Esto, dado que el flujo será máximo en el momento de mayor radiación normal directa en el año, de forma de mantener el flujo a la temperatura de salida objetivo, como se deduce de la ecuación 3.11.

Así, se simularán los caudales para uno de los días de mayor radiación normal directa en el año de acuerdo con la estimación realizada en la sección 3.3, el 1 de Enero. A continuación se muestra el caudal de agua a bombear a lo largo del día para cada uno de los tamaños de campo a analizar, para un intercambiador de coeficiente global de transferencia de calor (UA) igual a 2.000.000 W/K:

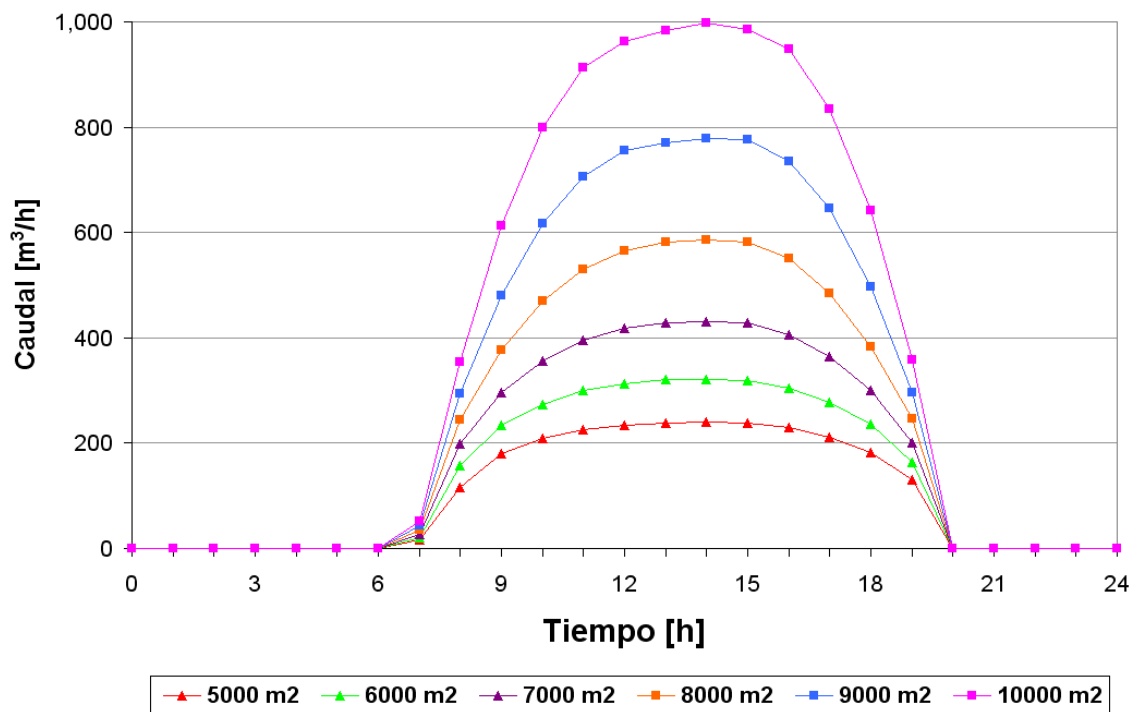


Figura 3.9: Caudal máximo para distintos tamaños de campo de colectores a lo largo del día para el día 1 de Enero.

Así, conocemos el caudal máximo que debe ser capaz de entregar el sistema de bombeo en el año. Además, utilizando la ecuación 3.46 conocemos el valor de H a la que la bomba debe operar para este caudal.

De forma de evaluar el consumo eléctrico para distintos tamaños del campo de colectores de forma

adecuada, se utilizará una caracterización completa realizada por Lazarkiewicz de una bomba centrífuga [47]. Estas curvas de operación tienen la ventaja de estar normalizadas en función del porcentaje de caudal y altura con respecto al caudal y altura nominal de la bomba. A continuación se muestran las curvas de operación para distintas velocidades del motor, incluyendo las curvas de iso-eficiencia.

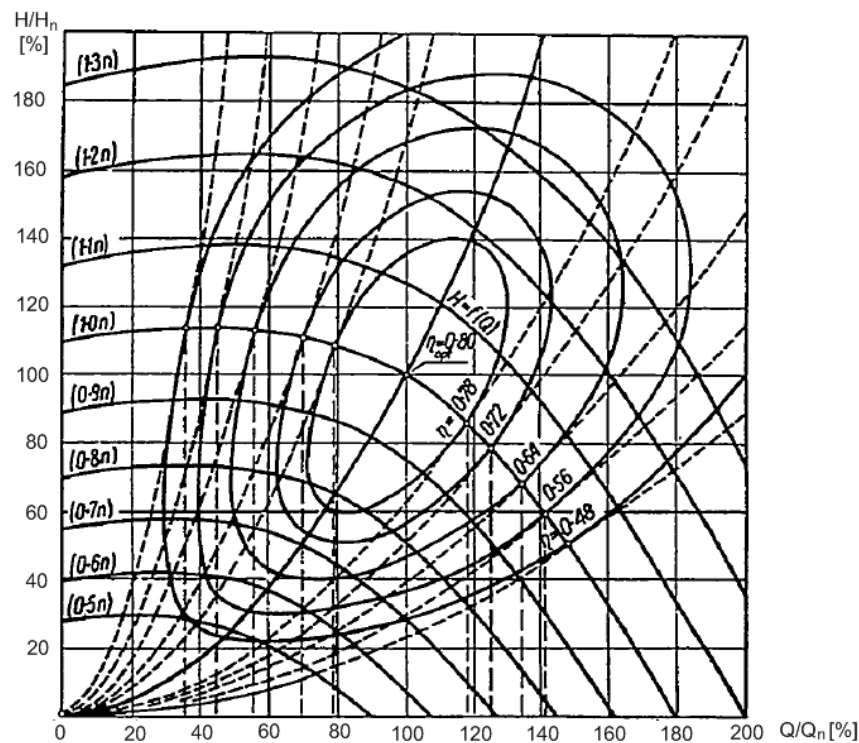


Figura 3.10: Curvas de características de una bomba centrífuga incluyendo iso-eficiencias.

Existen múltiples formas en que un sistema de bombeo puede ser diseñado, desde una bomba que abastezca a todo el sistema, hasta múltiples bombas arregladas en serie y/o en paralelo. Por simplicidad en este estudio se utilizará una sola bomba, la cual se dimensionará de forma tal que su altura y caudal nominal coincidan con el caudal instantáneo máximo enunciado anteriormente y las pérdidas de carga para el mismo punto. De esta forma, la bomba trabajará en su punto nominal de diseño cuando se alcancen los máximos valores de radiación anuales, y el resto del año el caudal entregado será regulado variando la frecuencia del motor que mueve la bomba de forma de minimizar el consumo eléctrico por concepto de bombeo.

La siguiente tabla muestra los valores nominales de Q y H de las bombas dimensionadas para cada tamaño del campo de colectores a considerar:

Area campo de colectores [m ²]	Caudal nominal (Q_n) [m ³ /h]	Altura nominal (H_n) [m]
5000	240	24,3
6000	321	43,5
7000	432	78,8
8000	585	144,5
9000	779	256,0
10000	997	419,8

Tabla 3.5: Caudal y altura nominal de las bombas seleccionadas para cada tamaño de campo de colectores.

Al dimensionar las bombas en este punto de operación, haremos que las curvas de pérdidas de carga sean idénticas en la figura 3.11 para los distintos tamaños de campo de colectores. Esto, ya que el punto nominal de operación de la bomba se ha seleccionado de forma tal de coincidir con el punto máximo de pérdidas de carga durante el año. Así, para todos los tamaños de campo de colectores a considerar, utilizando las curvas de iso-eficiencia dadas en la figura 3.11 la eficiencia de la bomba en función del porcentaje de caudal bombeado respecto de su caudal nominal está dado por:

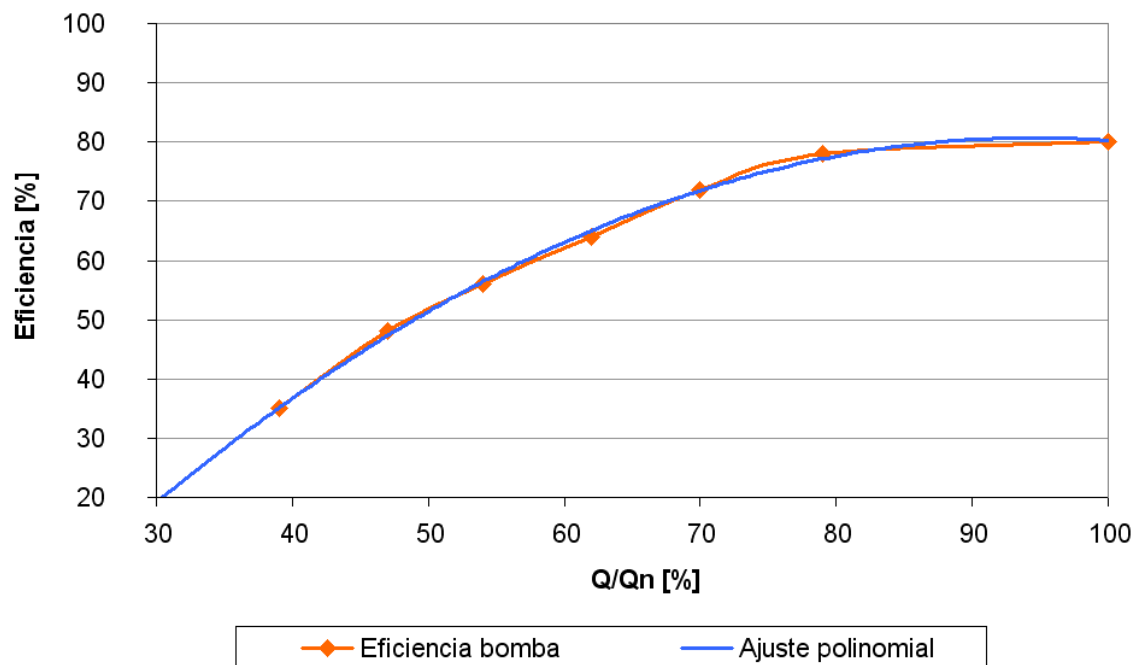


Figura 3.11: Eficiencia de las bombas en función del caudal bombeado.

En la figura se ha trazado una curva polinomial de tendencia de segundo grado, con un alto coe-

ficiente de correlación equivalente a un 0,998. De esta forma, se utilizará esta curva para calcular la eficiencia de la bomba a lo largo de la simulación. La ecuación que describe a esta curva de tendencia se muestra a continuación:

$$\eta_{bomba}[\%] = -0,0148 \cdot \left(\frac{Q \cdot 100}{Q_n}\right)^2 + 2,801 \cdot \left(\frac{Q \cdot 100}{Q_n}\right) - 51,65 \quad (3.47)$$

Donde Q es el caudal instantáneo a bombear y Q_n el caudal nominal de diseño de la bomba.

Cálculo del consumo eléctrico por bombeo

El consumo eléctrico por bombeo puede ser calculado simplemente como la potencia aportada al flujo (potencia hidráulica) dividida por el rendimiento global del sistema bomba-motor eléctrico. Así, el consumo eléctrico corresponde a:

$$CE = \frac{P_H}{\eta_{global}} = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{\eta_{bomba} \cdot \eta_{motor}} \quad (3.48)$$

Donde Q es el caudal entregado en $[m^3/s]$, H las pérdidas de carga instantáneas a vencer en $[m]$, ρ la densidad del fluido a bombear en $[kg/m^3]$ y g la aceleración de gravedad en $[m/s^2]$. Al aplicar reducción de frecuencia, es ampliamente utilizada la suposición de que el motor eléctrico trabaja en su punto nominal de diseño durante todo el tiempo. De esta forma, se utilizará un rendimiento del motor eléctrico $\eta_{motor} = 0,85$ para cualquier caudal a entregar.

Así, dado que el fluido a bombear es agua y reemplazando los valores anteriores en la ecuación 3.48 obtenemos la ecuación de consumo eléctrico a utilizar en esta investigación:

$$CE[kW] = \frac{Q[m^3/h] \cdot H[m]}{311 \cdot \eta_{bomba}} \quad (3.49)$$

Así, utilizando esta ecuación en conjunto con las ecuaciones 3.46 y 3.47, podemos calcular el consumo eléctrico en función del caudal instantáneo (Q) a lo largo del día y del año para cada simulación a realizar.

Capítulo 4

Resultados

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones realizadas para el sistema, dadas las variables a considerar mencionadas en capítulos previos. Primeramente, se mostrará el resultado de la metodología de cálculo de la radiación normal directa para la localidad en cuestión. Luego se procederá a presentar los resultados de las distintas simulaciones para cada componente o grupo de componentes relevantes, para dar a conocer las condiciones reales de operación de cada uno.

Finalmente, se presentan los resultados del calor total entregado por el campo de colectores al circuito de calentamiento de electrolito, para cada una de las simulaciones realizadas. Este valor, junto con otros resultados relevantes presentados en este capítulo, son utilizados en el capítulo de *Análisis de Resultados* para encontrar óptimos técnico-económicos para el diseño de un campo solar para calentamiento en el proceso de EW.

4.1. Radiación Solar

A continuación se presenta el resultado de la metodología presentada en la sección 3.3 para la ubicación geográfica de la ciudad de Calama. Este resultado es muy relevante, pues constituye la principal variable de entrada de la simulación.

4.1.1. Radiación Normal Directa a lo Largo del Año

Primeramente, se presenta la radiación normal directa sobre los colectores CCP a lo largo del día, para uno característico de invierno y otro de verano.

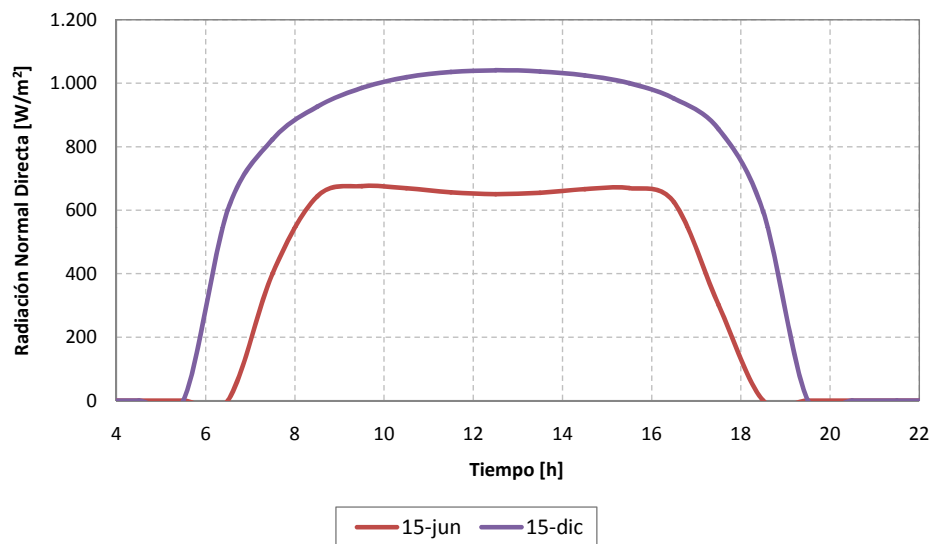


Figura 4.1: Radiación normal directa a lo largo del día para un día de invierno y otro de verano.

La particular forma de la curva de radiación, al avanzar hacia el invierno, tiene que ver con el ángulo de incidencia que forma la radiación solar con el plano normal al campo de colectores. Recordando la ecuación 3.6, la radiación normal directa se calcula de la siguiente forma:

$$H_{DNI} = H_b \cdot \cos(\theta) \quad (4.1)$$

Donde H_b corresponde a la radiación directa y θ al ángulo de incidencia. De esta forma, a medida que el ángulo θ aumente su valor, es decir, que el ángulo entre la radiación solar directa y la normal al plano de incidencia de los colectores aumente, el valor de H_{DNI} disminuye.

A continuación se presenta el detalle de estos 3 valores para el día 15 de Junio.

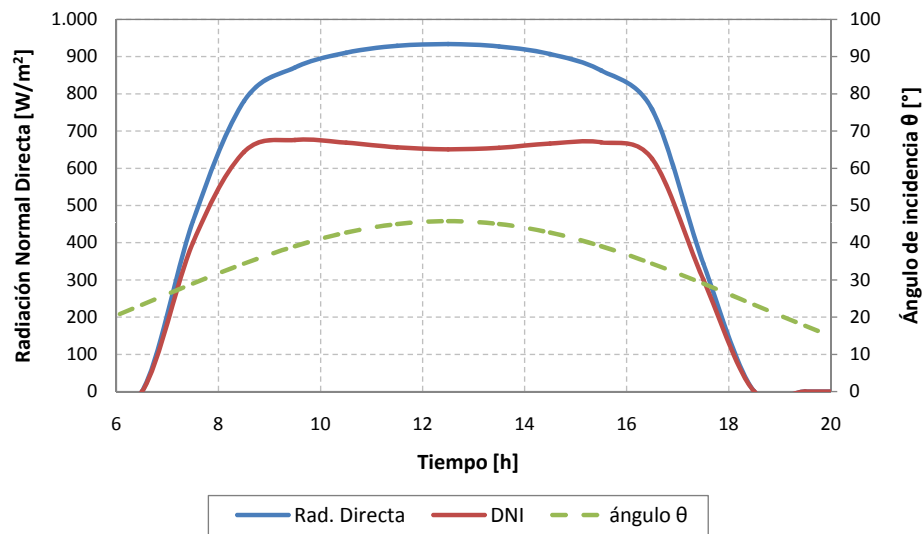


Figura 4.2: Radiación directa, DNI y ángulo de incidencia a lo largo del día para el 15 de Junio.

De esta forma, al crecer el ángulo de incidencia θ , su influencia sobre el cálculo de la radiación normal directa (DNI) es tal que se produce una pequeña depresión a la hora de mayor radiación directa. Finalmente, la siguiente figura muestra la radiación normal directa diaria resultante de la metodología aplicada.

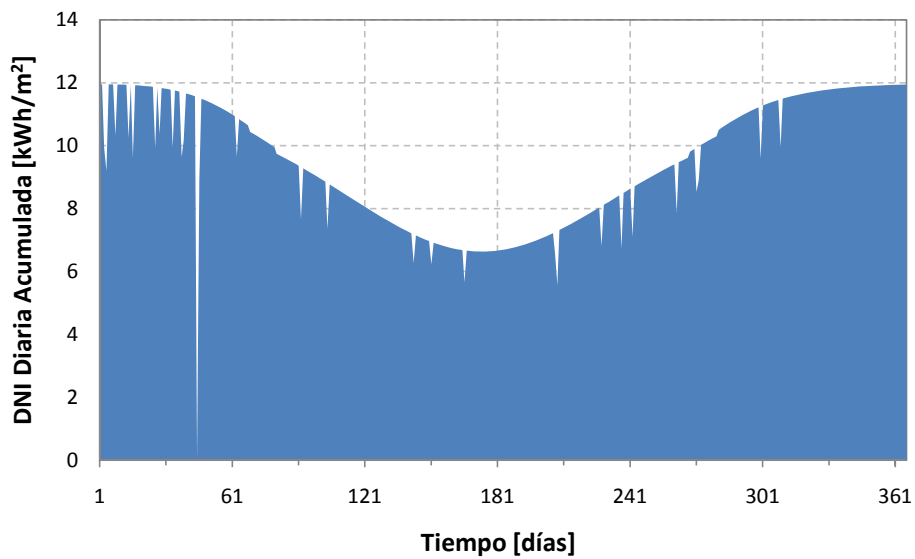


Figura 4.3: DNI diaria resultante dada la metodología aplicada.

Así, se aprecian de forma clara aquellos días que son considerados como días parcialmente despejados o completamente nublados. Es importante destacar que la mayoría de estos días se encuentran en los meses de Enero y Febrero, fruto del fenómeno del "Invierno Boliviano".

4.2. Caudal Másico

La siguiente figura muestra los resultados sobre el caudal másico de agua a circular por el campo de colectores a lo largo del día para 4 días característicos del año. Para efectos de este gráfico, se ha dispuesto un tamaño de campo de colectores de 6000 m^2 y un coeficiente global de transferencia de calor (UA) de $1,5 \text{ MW/K}$.

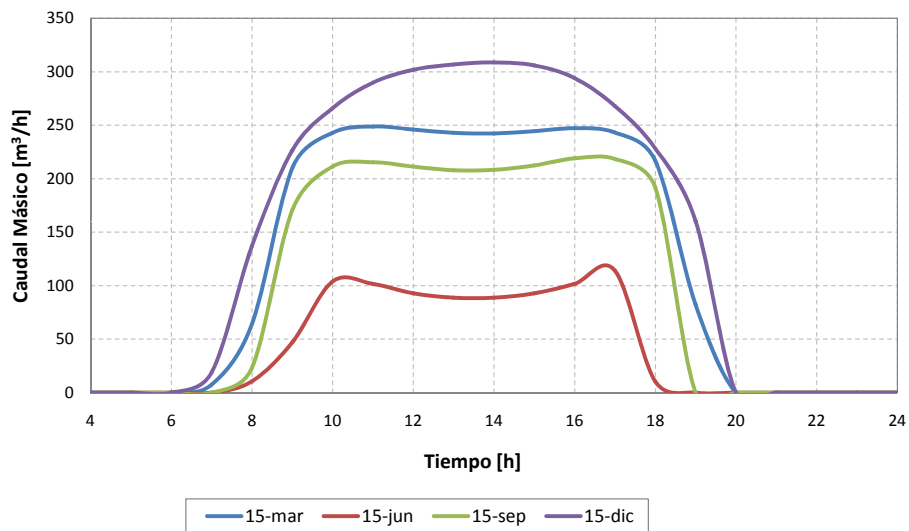


Figura 4.4: Caudal másico a circular por el campo de colectores para 4 días del año.

De la misma manera, para un intercambiador de calor de 2 MW/K , se muestra a continuación el caudal másico \dot{m} a lo largo del día para distintos tamaños del campo de colectores solares, en el día 1 de Enero.

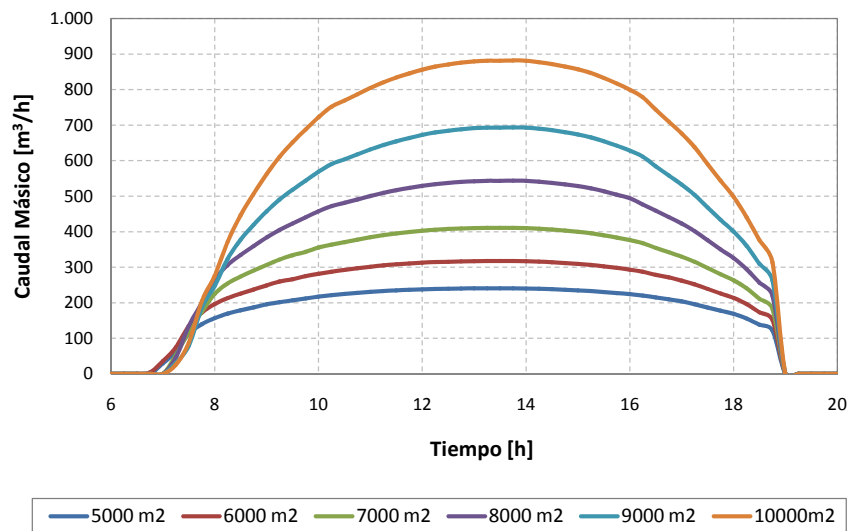


Figura 4.5: Caudal másico para distintos tamaños de campo de colectores y un intercambiador de calor de 2 MW/K.

4.3. Efectividad del Intercambiador de Calor

A continuación, se presenta la efectividad del intercambiador de calor para un tamaño de campo de colectores de 10.000 m² para cuatro días en el año. El siguiente gráfico muestra esto para un intercambiador de un coeficiente global de transferencia de calor UA=500.000 W/K.

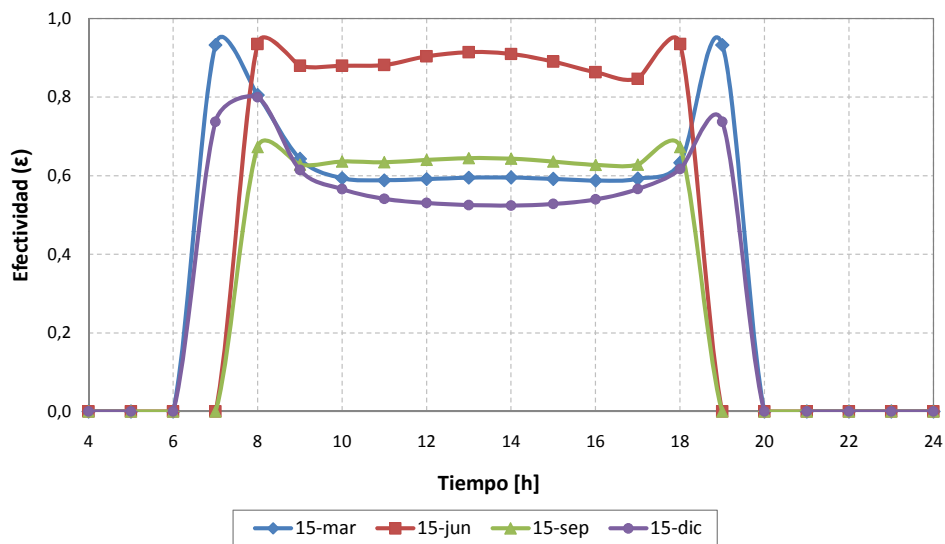


Figura 4.6: Efectividad para 4 momentos del año.

4.4. Calor Útil Anual

El calor útil anual es el resultado más importante a considerar dentro del análisis económico posterior, ya que este tendrá asociado un beneficio económico por el menor consumo de combustible. Dado el caso a estudiar detallado en la sección 3.2, los requerimientos anuales de calor diario de la planta EW corresponden a 70.684.176 kWh.

Con respecto a este valor, se define la Fracción Solar Anual Diurna (F) como:

$$F = \frac{\text{Calor Util obtenido anual}}{\text{Calor total requerido anual}} \quad (4.2)$$

Así, los siguientes gráficos de calor útil anual estarán expresados como la fracción de los requerimientos diarios anuales cubiertas por energía solar.

4.4.1. Fracción Solar Anual Diurna (F) vs Coeficiente de Transferencia de Calor (UA)

A continuación se presenta la fracción solar anual (F) obtenida para las distintas configuraciones consideradas. En cada uno de los siguientes gráficos se ha mantenido constante el área y se han considerado variaciones en el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor.

Area = 5000 m²

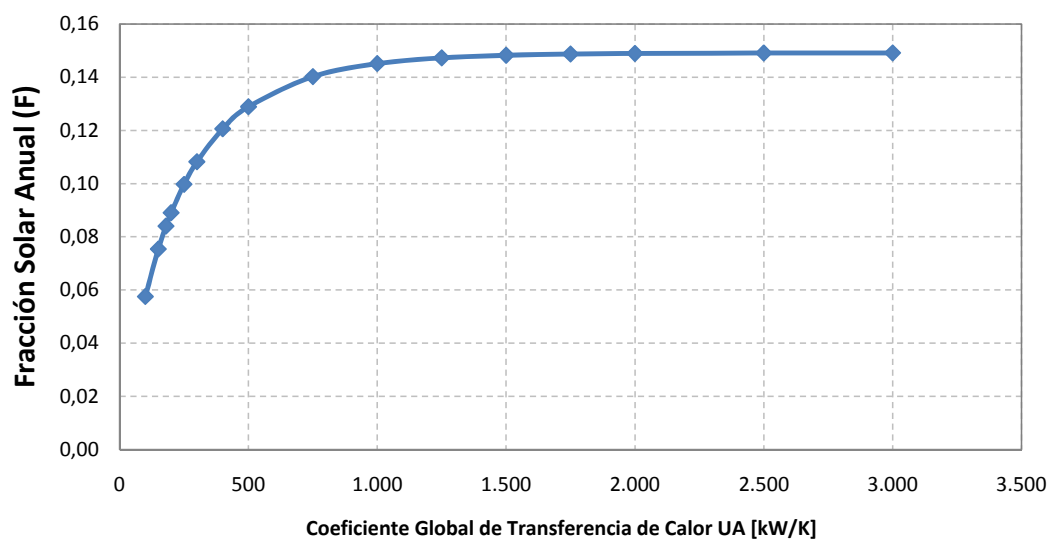


Figura 4.7: Fracción Solar Anual para un campo de colectores de 5000m², en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.

Area = 6000 m²

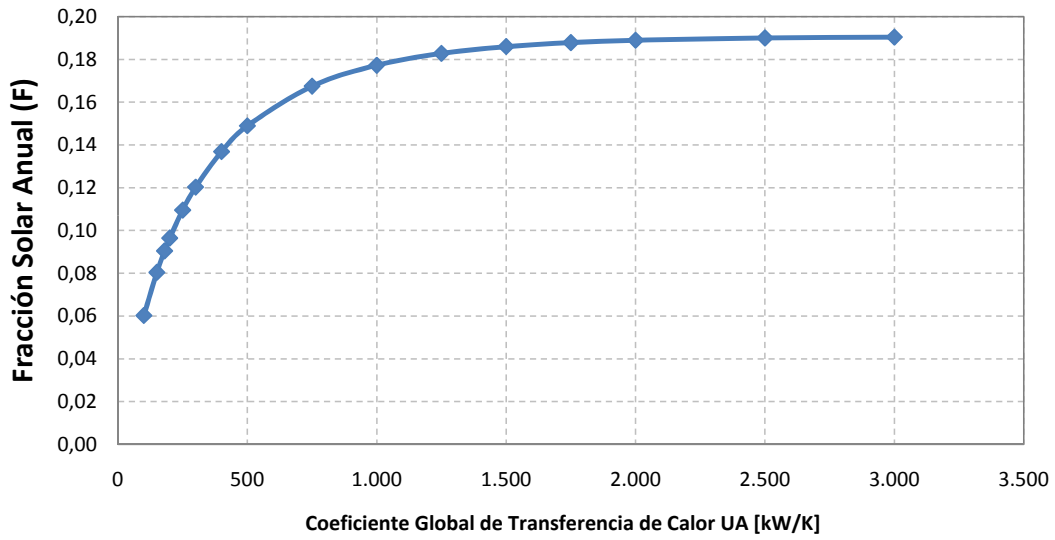


Figura 4.8: Fracción Solar Anual para un campo de colectores de 6000m², en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.

Area = 7000 m²

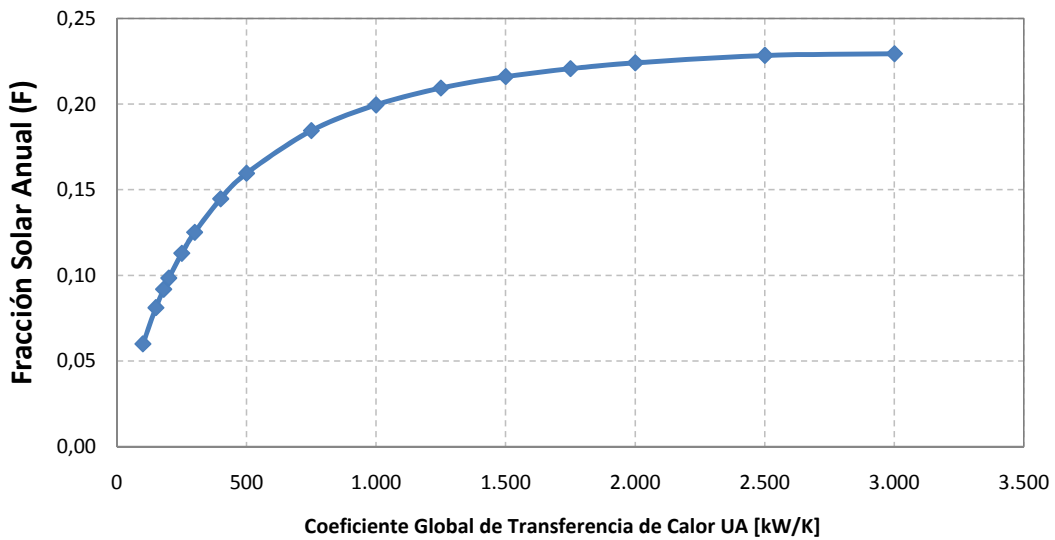


Figura 4.9: Fracción Solar Anual para un campo de colectores de 7000m², en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.

Area = 8000 m²

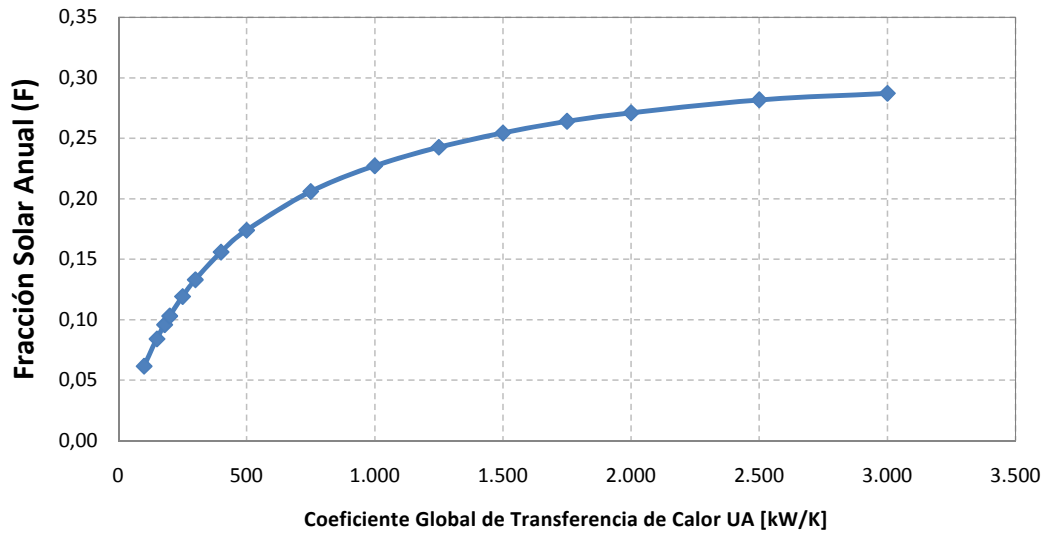


Figura 4.10: Fracción Solar Anual para un campo de colectores de 8000m², en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.

Area = 9000 m²

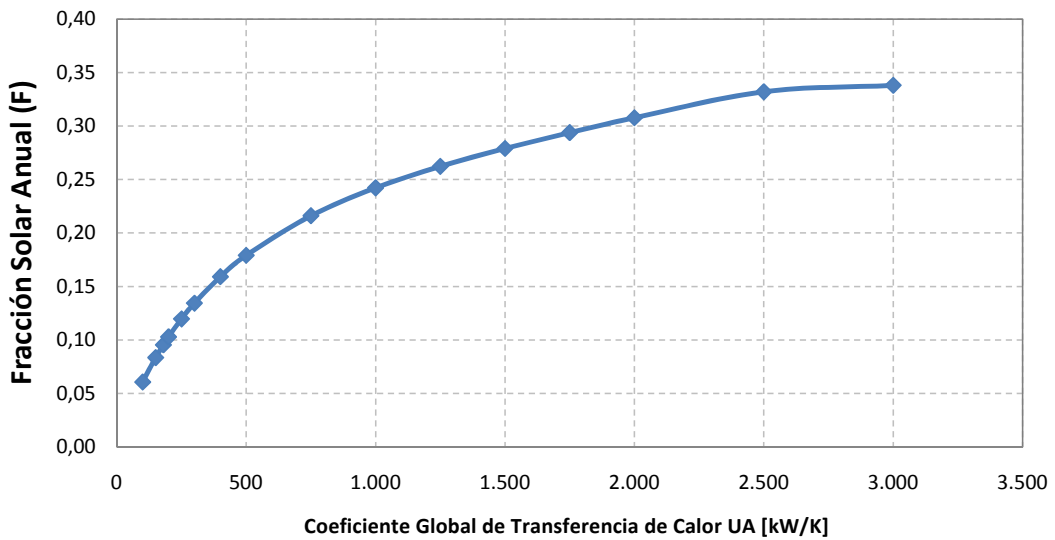


Figura 4.11: Fracción Solar Anual para un campo de colectores de 9000m², en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.

Area = 10000 m²

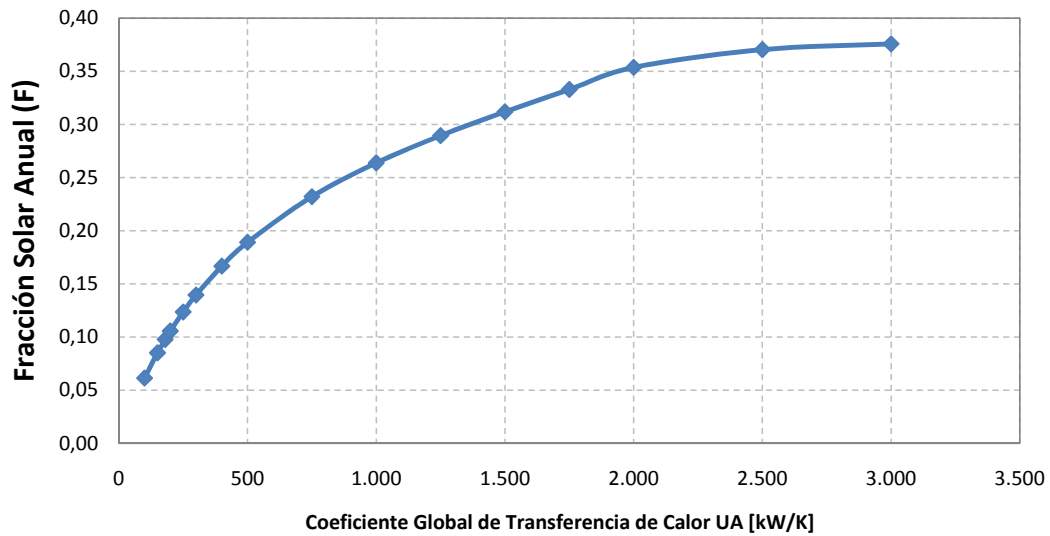


Figura 4.12: Fracción Solar Anual para un campo de colectores de 10000m², en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor utilizado.

Los resultados numéricos de calor útil obtenido en las simulaciones pueden ser vistos en detalle en el anexo C, *Calor Útil Anual Obtenido*.

Capítulo 5

Análisis de Resultados

5.1. Calor Útil

El resultado de la simulación que mayor incidencia ejerce sobre el análisis económico a realizar más adelante en esta sección es el calor útil anual, para cada configuración a considerar. Con respecto a este, los resultados obtenidos en la sección 4.4 merecen un análisis un poco más profundo.

Analicemos con detención lo que sucede en el caso de un campo de colectores de 5000 m^2 de área, que aparece en la figura 4.7. En este caso se observa que la fracción solar anual alcanzada por el sistema (es decir, el calor útil anual) crece al incrementar el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor (UA). Esto se debe a dos factores operando simultáneamente, y que es importante aclarar.

Por un lado, al utilizar un intercambiador de calor pequeño, este operará gran parte del año a su carga máxima, por lo que no todo el calor será transferido al circuito a calentar. Así, este calor no-transferido se mantiene en el circuito y como consecuencia la temperatura del agua a la salida del intercambiador de calor será mayor. En consecuencia, la temperatura de entrada al campo de colectores será mayor, y, dado el modelo de operación del campo de colectores explicado en la sección 3.4.1, la única forma de lograr la temperatura objetivo de salida del campo de colectores será incrementando fuertemente el flujo másico del sistema.

Sin embargo, el módulo programado en TRNSYS posee una variable para fijar el flujo máximo que puede circular por el campo de colectores. Para efectos de este trabajo de investigación este flujo máximo ha sido fijado en un 170 % del caudal nominal de la bomba. Luego de este valor, la eficiencia cae fuertemente y por lo tanto se ha considerado como un límite razonable a la operación del sistema de bombeo. Así, cuando el valor del caudal másico para alcanzar la temperatura de 90°C supera a este valor máximo, el módulo TRNSYS activa el *modo desenfocar*, de forma que la temperatura de salida del campo no supere la temperatura especificada.

Este modo, básicamente simula el mecanismo habitual utilizado en este tipo de plantas en caso de

sobrecalentamiento del fluido circulante. En estos casos, para evitar el sobrecalentamiento del sistema, simplemente cambia la orientación del campo de colectores de forma que este no apunte hacia el sol. Así, al desenfocar el sistema, la radiación solar no incidirá sobre el receptor, perdiéndose hacia el ambiente. Así, al activarse este modo, el módulo TRNSYS del campo de colectores calcula que fracción del total del campo debe mantenerse en posición desenfocada para lograr la temperatura de salida de 90°C.

El siguiente gráfico muestra la magnitud de las pérdidas anuales por desenfoque en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor escogido, para un campo de colectores de $5000m^2$. Este valor se presenta normalizado con respecto al calor requerido anual en la siguiente figura:

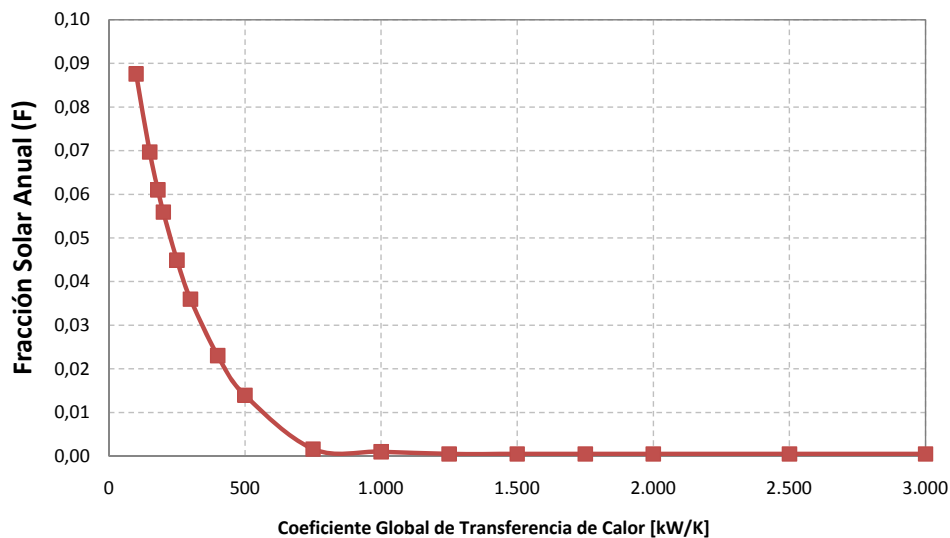


Figura 5.1: Calor perdido anual por modo desenfoque, como fracción del calor total anual requerido

Por otro lado, sumado a las menores pérdidas por desenfoque, al aumentar el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador se obtiene una menor temperatura a la salida del intercambiador de calor, por parte del agua circulante por el campo de colectores. Esto se debe a la mayor área de intercambio de calor existente entre el fluido a calentar y el calentado, y produce un incremento en la eficiencia térmica de varios componentes.

Por una parte, una menor temperatura a la salida del intercambiador de calor produce que las pérdidas por *piping* en el ducto de alimentación del campo de colectores sean menores. Además, la temperatura de entrada del agua al campo de colectores será menor, lo que, dadas las ecuaciones 3.11 y 3.13, producirá un incremento en la eficiencia del campo al disminuir la temperatura media de operación.

Esta mayor eficiencia del sistema al aumentar el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador crece asintóticamente, hasta estabilizarse en un cierto valor de UA (cuyo valor depende del tamaño del campo de colectores). La siguiente figura muestra el valor del calor útil anual, las pérdidas por desenfoco y las ganancias en eficiencia del sistema, a partir de una configuración de intercambiador de calor mínimo de 100.000 W/K.

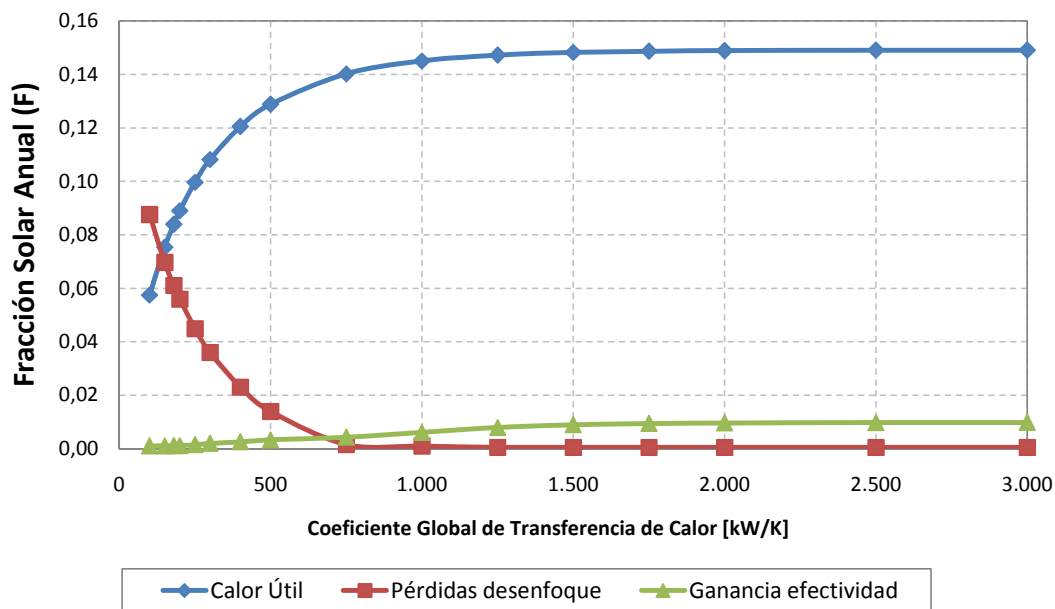


Figura 5.2: Calor útil anual, pérdidas por desenfoco y calor obtenido por mayor eficiencia, en función del coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador.

El calor útil y las pérdidas por desenfoco corresponden a resultados entregados por TRNSYS, mientras que el calor obtenido por una mejoría del sistema ha sido calculado a partir de estos mismos valores.

5.2. Consumo Eléctrico por Bombeo

Primeramente, se analiza el caudal másico y consumo eléctrico (calculado siguiendo la metodología explicada en la sección 3.4.3) para un campo de 10.000 m^2 y un intercambiador de calor de $1.500.000 \text{ W/K}$, a través del siguiente gráfico:

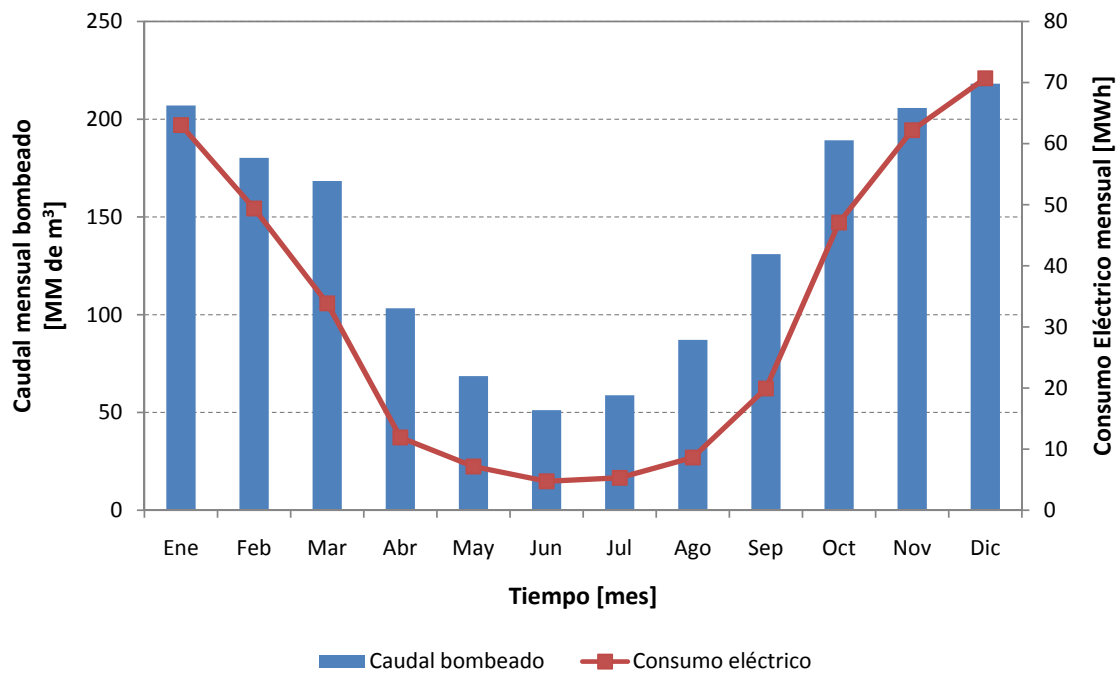


Figura 5.3: Caudal másico a bombear y su consumo eléctrico asociado para cada mes del año

Esta figura explica de forma bastante clara lo que sucede durante el año. El caudal a necesario a bombear, dado por la ecuación 3.11, disminuye considerablemente hacia los meses de invierno, al bajar la cantidad de calor absorbida por el campo de colectores, la que a su vez se debe principalmente a la existencia de un menor recurso solar y, en menor medida, a una ligera caída en la eficiencia de los colectores.

Por otro lado, si bien el caudal a bombear disminuye en un 77 % en Junio en comparación con el caudal de Diciembre, el consumo eléctrico disminuye aún más, con un consumo en Junio de sólo un 8 % en comparación con el Consumo de Diciembre de 70,6 MWh. Esto se explica considerando la ecuación 3.49, en donde el consumo eléctrico depende del producto de Q y H .

Sin embargo, como se aprecia en la ecuación 3.46, las pérdidas de carga son función de Q^2 , por lo

que el consumo eléctrico es función de Q^3 . Así, al bajar el caudal a bombear en el sistema, el consumo eléctrico caería de forma cúbica (y por lo tanto, el consumo eléctrico sería aún menor), sin embargo, esta caída se atenúa considerando la caída en la eficiencia de la bomba (η_{bomba}) al caer el flujo, ubicada en el denominador de la ecuación de consumo eléctrico mencionada.

5.2.1. Costos Eléctricos por Bombeo

Como se explica en la sección 2.6.3, los precios pagados por la electricidad por parte de las compañías en el norte grande se han incrementado notoriamente en los últimos años. Actualmente, realizar predicciones futuras acertadas sobre la evolución de los costos de la electricidad es altamente complejo, dada la actual crisis económica global, y escapa a los objetivos de este trabajo de investigación.

De esta forma, la estimación del precio de la electricidad se ha basado en cifras otorgadas por empresas del sector minero para el año 2009, las cuales se muestran en concordancia con la evolución de precios apreciada en la figura 2.11. La estimación de la evolución del precio de la electricidad a lo largo de los 20 años de vida útil del campo de colectores se ha realizado tomando un valor bastante conservador de crecimiento anual del precio de la electricidad. Los valores utilizados se muestran en la siguiente tabla, utilizando una conversión de \$600/dólar:

Precio electricidad (2009) [\$/kWh]	Precio electricidad (2009) [US\$/kWh]	Crecimiento Precio Electricidad [% anual]
93	0,155	3 %

Tabla 5.1: Valores a utilizar para el cálculo de costo por consumo eléctrico a lo largo del tiempo.

Así, esta predicción se puede observar con mayor claridad en el siguiente gráfico:

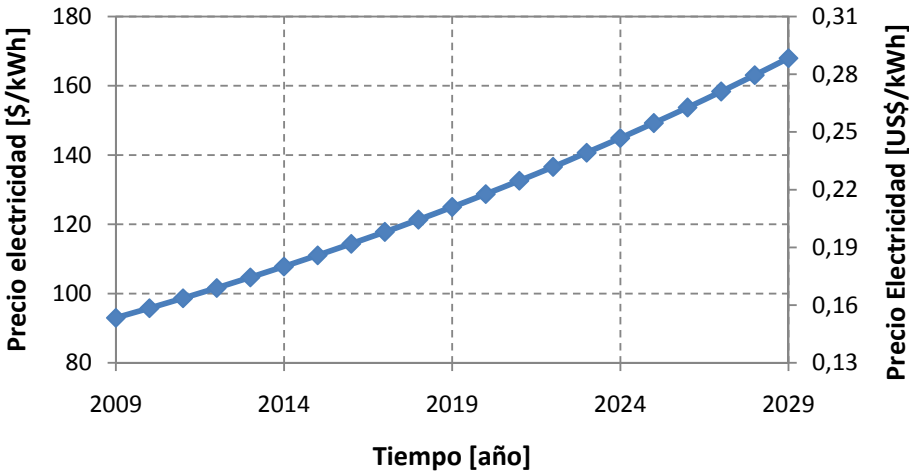


Figura 5.4: Estimación de la evolución del precio de la electricidad a considerar entre 2009 y 2029

Así, para el ejemplo anterior (10.000 m² y 1.500.000 W/K) los costos para el año 2009 tendrán la siguiente distribución trimestral.

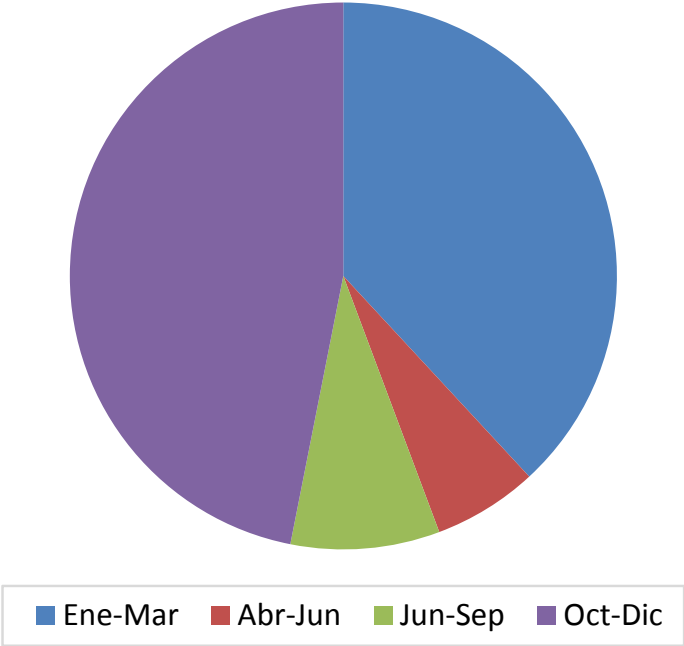


Figura 5.5: Consumo eléctrico para cada trimestre del año

De esta forma, se aprecia que el 85 % del consumo eléctrico por bombeo se concentra en el semestre

comprendido entre los meses de Octubre y Marzo. Este resultado es producto directo de la utilización de variadores de frecuencia en el sistema de bombeo, por lo que el consumo de electricidad en invierno cae fuertemente. De esta forma, la utilización de variadores de frecuencia en el sistema produce importantes reducciones de costo por este concepto.

Finalmente, la siguiente figura muestra el costo eléctrico anual por concepto de electricidad de cada tamaño de campo de colectores en estudio, para un intercambiador de calor de 2 MW/K.

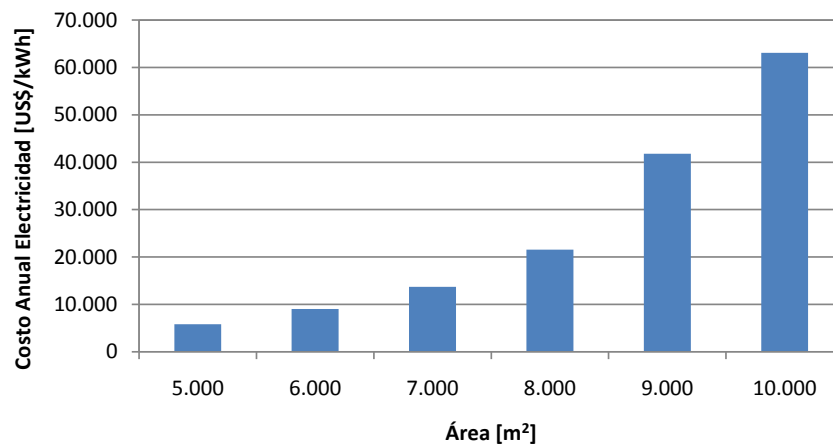


Figura 5.6: Caudal másico para distintos tamaños de campo de colectores y un valor de UA de 2 MW/K.

Así, se aprecia un crecimiento no-lineal del consumo eléctrico con respecto al tamaño del campo. Esto se debe a la no-linealidad del consumo eléctrico con el caudal a bombear, como se explica anteriormente en la sección 3.4.3.

5.3. Evaluación económica del Sistema

Como se analiza en la sección 2.6.2, el precio de todos los combustibles había experimentado una fuerte y sostenida alza en los últimos 6 años. Actualmente el mundo se enfrenta a una de las mayores crisis económicas de los últimos años, por lo que producción y demanda de productos ha bajado fuertemente en un breve lapso de tiempo, llevando el precio del petróleo fuertemente a la baja. En el actual escenario es complejo estimar un precio del combustible de mediano y largo plazo, especialmente cuando aún existe mucha incertidumbre sobre los alcances de la crisis y cuanto les tardará a las economías recuperar los niveles alcanzados a mediados del 2008.

Para este caso, se ha decidido considerar una estimación realista del precio del Diésel para el 2009, y una estimación conservadora para la evolución de su precio en los años por venir. El precio del Diésel para el 2009 considerado ha sido fijado en base al precio actual que algunas mineras cancelan por este producto, de acuerdo con datos proporcionados por expertos del sector combustibles a nivel nacional. La siguiente tabla muestra el costo de combustible a considerar para el año 2009:

Ítem	Valor
Precio base [\$/m ³]	380,000
Impuesto al Valor Agregado [\$/m ³]	72,200
Impuesto Específico [\$/m ³]	56,421
Total Impuestos [\$/m ³]	128,621
Total [\$/m³]	508,621
Total [US\$/m³]	848

Tabla 5.2: Precios e impuestos considerados para la estimación del precio del Diésel para 2009.

De esta forma, el precio a pagar por las compañías mineras será estimado en $US\$848/m^3$, y el incremento anual en su precio será fijado en un 3%, el cuál es un incremento conservador si se observa la figura 2.9, sobre la evolución de los precios del petróleo en los últimos 20 años.

De esta forma, a continuación se presentan un resumen con los parámetros utilizados para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Recuperación del Capital (payback) para cada configuración a analizar:

Parámetros	Valor
Costo campo [$US\$/m^2$]	650
Costo intercambiador [$US\/(W/K)$]	0.30
Precio combustible primer año [$US\$/m^3$]	848
Precio electricidad primer año [$US\$/kWh$]	0,155
Fracción Costo O&M/Inversion	1 %
Inflación O&M	3 %
Inflación combustible	3 %
Inflación electricidad	3 %
Tasa dcto	10 %
Vida útil del proyecto [años]	20 %
Rendimiento caldera	80 %
PCI Diesel [kWh/m^3]	11.640

Tabla 5.3: Costos y parámetros considerados al momento de calcular el VAN para cada configuración en análisis.

De esta forma, podemos calcular el periodo de recuperación del capital y el valor actual neto asociados a cada configuración analizada en este trabajo de investigación.

5.3.1. Periodo de Recuperación del Capital

La siguiente figura muestra los resultados con respecto al periodo de recuperación del capital en función del tamaño del campo de colectores (m^2) y el tamaño del intercambiador de calor (W/K) a utilizar, en un gráfico en tres dimensiones donde el color representa el numero de años del periodo. Además, se presenta una visión en dos dimensiones para una mejor visualización de la existencia de zonas que minimizan el periodo de recuperación del capital.

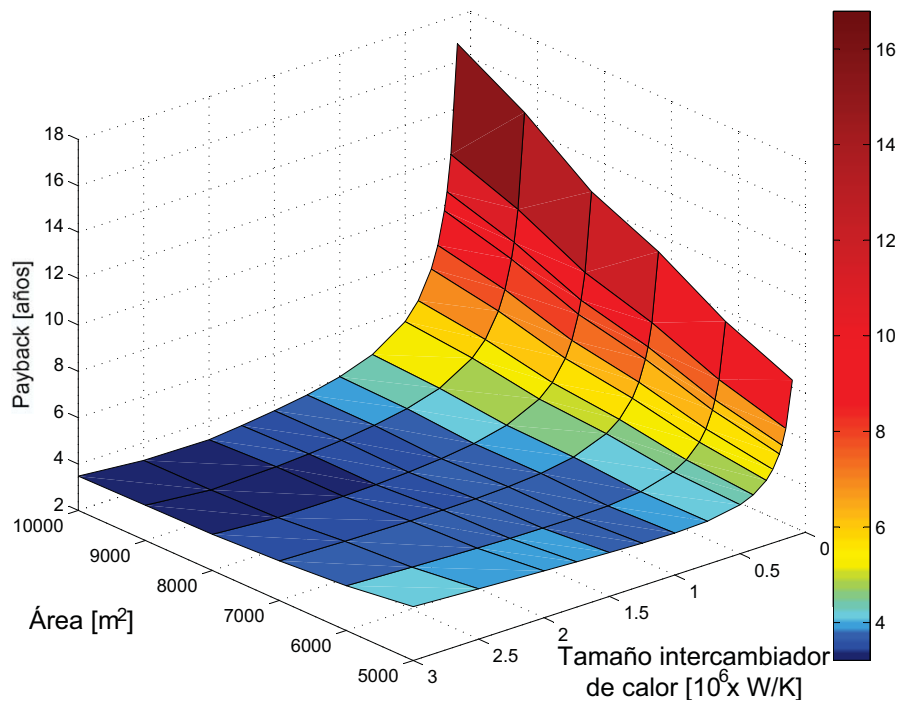


Figura 5.7: Resultados 3D del periodo de recuperación del capital para distintos tamaños de campo de colectores y coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor

Así, se observa la existencia de zonas que minimizan el periodo de recuperación del capital para cada configuración en estudio. Estos mínimos encontrados se muestran a continuación para cada tamaño de campo de colectores, en conjunto con el intercambiador de calor seleccionado que minimiza el periodo de recuperación del capital.

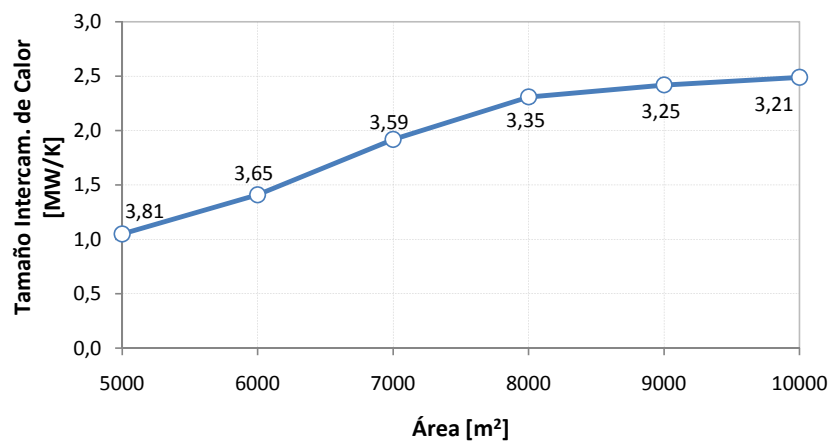


Figura 5.8: Configuración que minimiza el periodo de recuperación del capital para cada tamaño de campo de colectores estudiado

En la figura anterior, los valores que se encuentran junto a cada círculo corresponden al valor exacto del periodo de recuperación del capital mínimo para ese tamaño de campo de colectores. De esta forma, se han encontrado las configuraciones óptimas para cada tamaño de colectores, utilizando el periodo de recuperación del capital como criterio.

5.3.2. Valor Actual Neto

Si bien, el periodo de recuperación del capital es ampliamente utilizado en la actualidad como indicador para la realización o no de una inversión, no toma en cuenta variables tan importantes como el valor del dinero en el tiempo. De esta forma, se realizará un análisis similar al anterior, pero utilizando el Valor Actual Neto (VAN) como criterio económico para evaluar el diseño en cada configuración estudiada. Los valores considerados para el cálculo de este indicador se encuentran en la tabla 5.3, destacando la utilización de una tasa de descuento de un 10 %, habitualmente utilizada para la evaluación de proyectos energéticos.

Para el caso del VAN, se advierte una evolución similar a lo obtenido para el caso del periodo de recuperación del capital, encontrándose configuraciones que permiten un VAN máximo. Esto se aprecia a continuación para el caso particular de un campo de colectores de $5000m^2$:

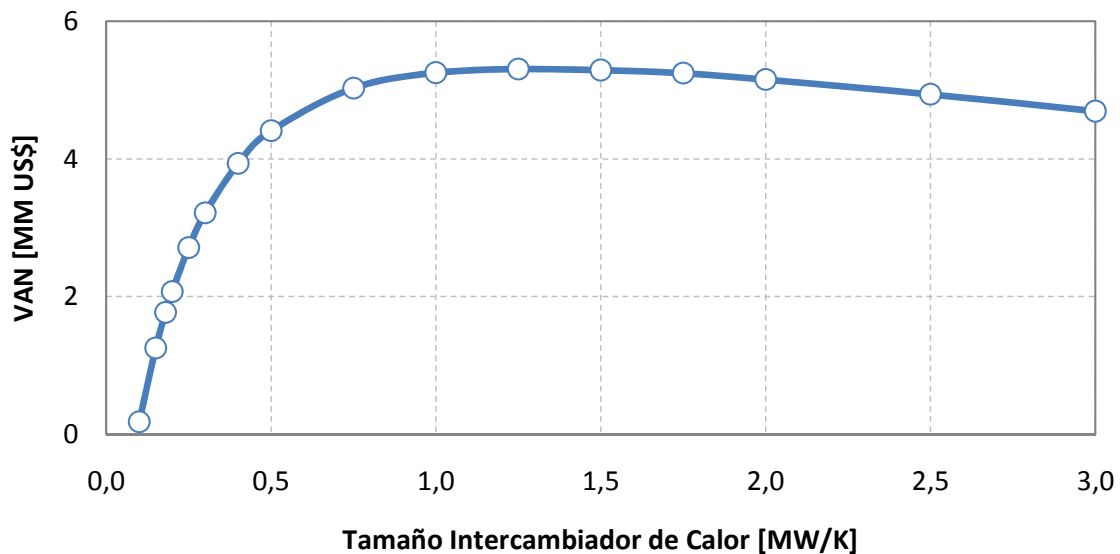


Figura 5.9: Valor Actual Neto obtenido para cada configuración estudiada para un campo de colectores de $5000m^2$.

Así, de forma similar se muestra a continuación los resultados del VAN para cada una de las configuraciones de diseño estudiadas en este trabajo de investigación.

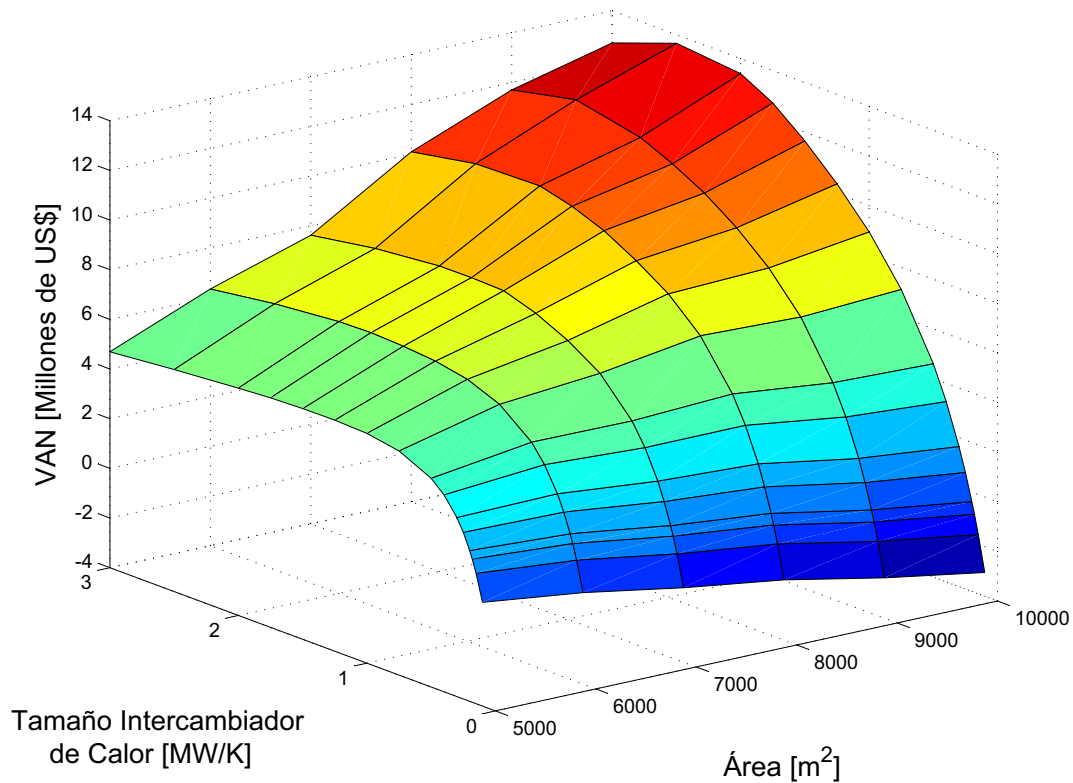


Figura 5.10: Gráfico 3D del Valor Actual Neto obtenido para los distintos tamaños del campo de colectores y coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor considerados.

Esta figura muestra como el crecimiento del VAN se va atenuando al aumentar el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor, hasta alcanzar un cierto *peak* luego del cuál comienza a decrecer nuevamente producto de mayores costos en el intercambiador de calor y de bombeo. De esta forma, existe una configuración óptima que maximiza el VAN para cada tamaño de campo de colectores en estudio. Estos óptimos se muestran a continuación en la siguiente tabla:

Área [m ²]	Coef. global de transferencia de calor [MW/K]	VAN óptimo
5000	1,30	5,31
6000	1,82	6,98
7000	1,88	8,33
8000	2,17	10,66
9000	2,35	11,71
10000	2,42	13,67

Tabla 5.4: Configuración óptima para cada tamaño de campo de colectores, utilizando como criterio el Valor Actual Neto.

Para terminar, es posible establecer un espacio de diseño que permita alcanzar resultados económicos óptimos. Este espacio de diseño se ha establecido considerando el valor del VAN de cada configuración como porcentaje con respecto al VAN óptimo, para cada tamaño del campo de colectores.

De esta forma, el siguiente gráfico muestra la configuración óptima obtenida y el espacio de diseño que asegura un VAN de 95 % y 99 % con respecto al VAN óptimo:

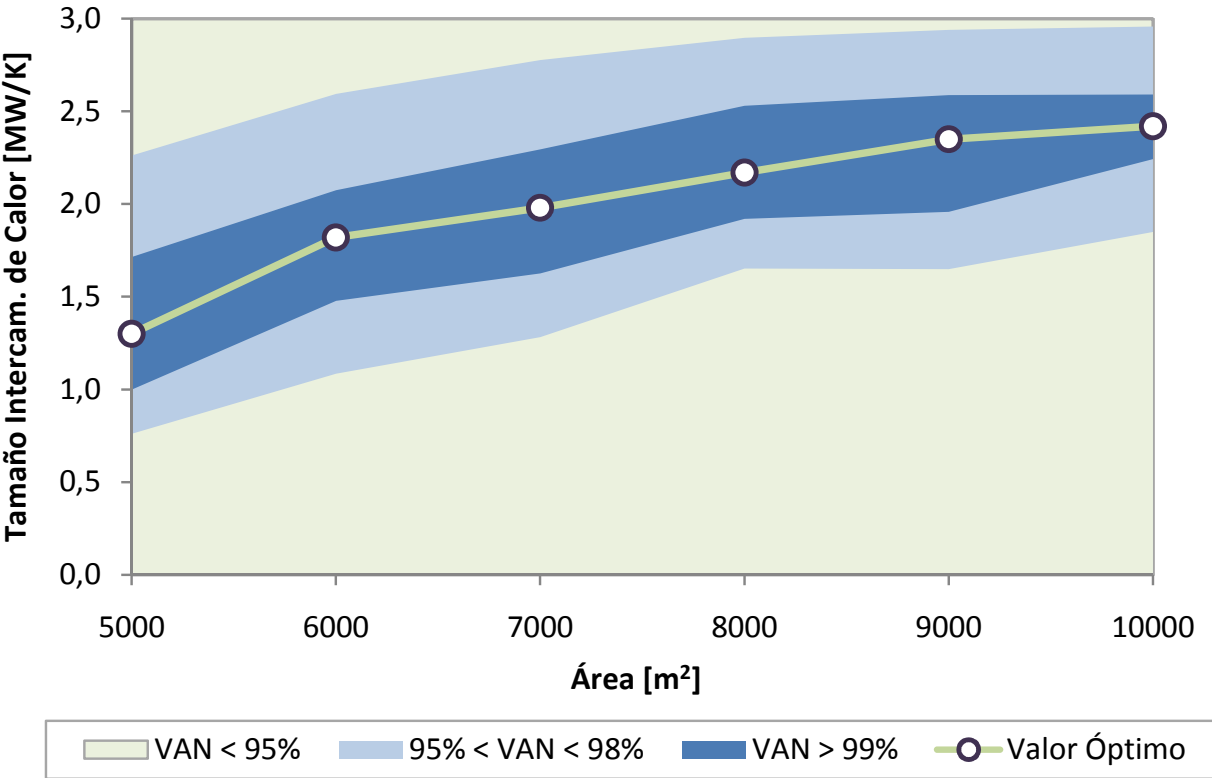


Figura 5.11: Diagrama de diseño óptimo, con respecto al VAN ideal obtenido.

De esta forma, se obtiene un espacio de diseño de campos de colectores para el proceso de electro-obtención, de forma que futuros diseños puedan contemplar la existencia de estos óptimos económicos.

Finalmente, es necesario relacionar el anterior gráfico con los requerimientos de calor existentes en la planta. De esta forma, se incluyen iso-curvas de fracción de calor, es decir, curvas en las cuales distintas configuraciones del sistema entregan la misma cantidad de calor.

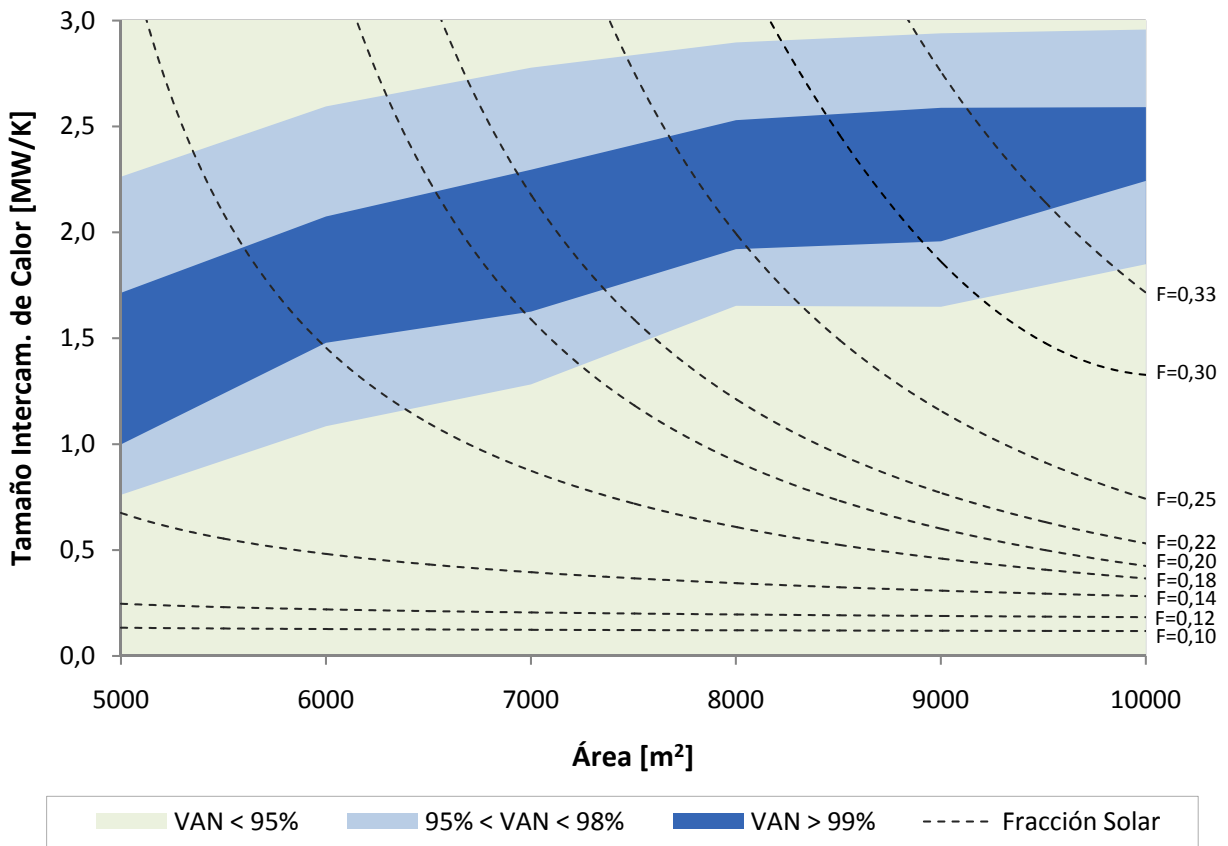


Figura 5.12: Diagrama de diseño óptimo del sistema. Las iso-curvas de línea punteada representan la Fracción Solar Anual (F).

De esta forma, el diagrama permite poder dimensionar los principales componentes de un sistema de calentamiento solar para el proceso de electro-obtención del cobre con facilidad, asegurando un óptimo desempeño desde el punto de vista económico.

5.3.3. Caracterización de Óptimos de Diseño

Anteriormente, en la tabla 5.4, se han determinado los diseños óptimos del campo de colectores en función del área de colectores y el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador de calor (UA). Estos óptimos han sido detectados en función del valor actual neto de la inversión en el campo solar, y por tanto, poseen inversiones, costos operacionales y ahorros asociados. De esta forma, en esta sección se explicitan estos valores para los óptimos encontrados entre 5.000 y 10.000 m^2 .

Primero, la inversión inicial para cada configuración óptima encontrada puede verse en la siguiente figura:

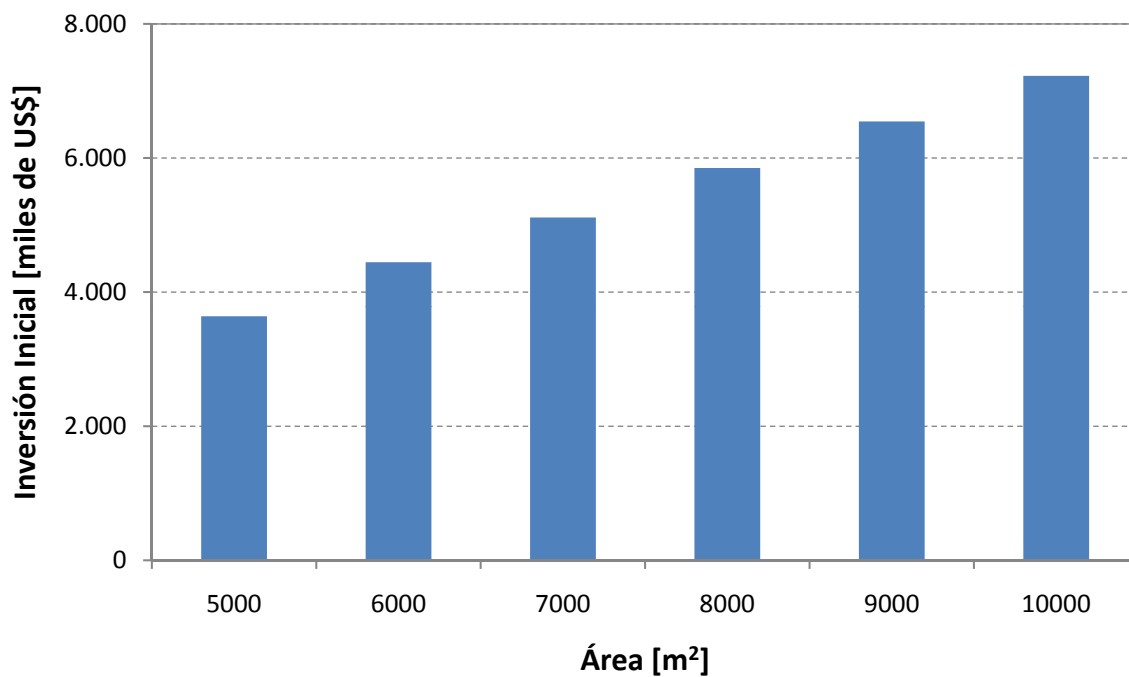


Figura 5.13: Inversión inicial para los óptimos económicos encontrados, en miles de US\$.

Por otro lado, es conocido que las tecnologías solares son intensivas en inversión, sin embargo, los ahorros económicos anuales por el uso de estas tecnologías son considerables, y los costos operacionales y de mantención, pequeños. Así, para los diseños óptimos encontrados en la sección 5.3.2, se pueden apreciar los ahorros y costos anuales totales en la siguiente figura:

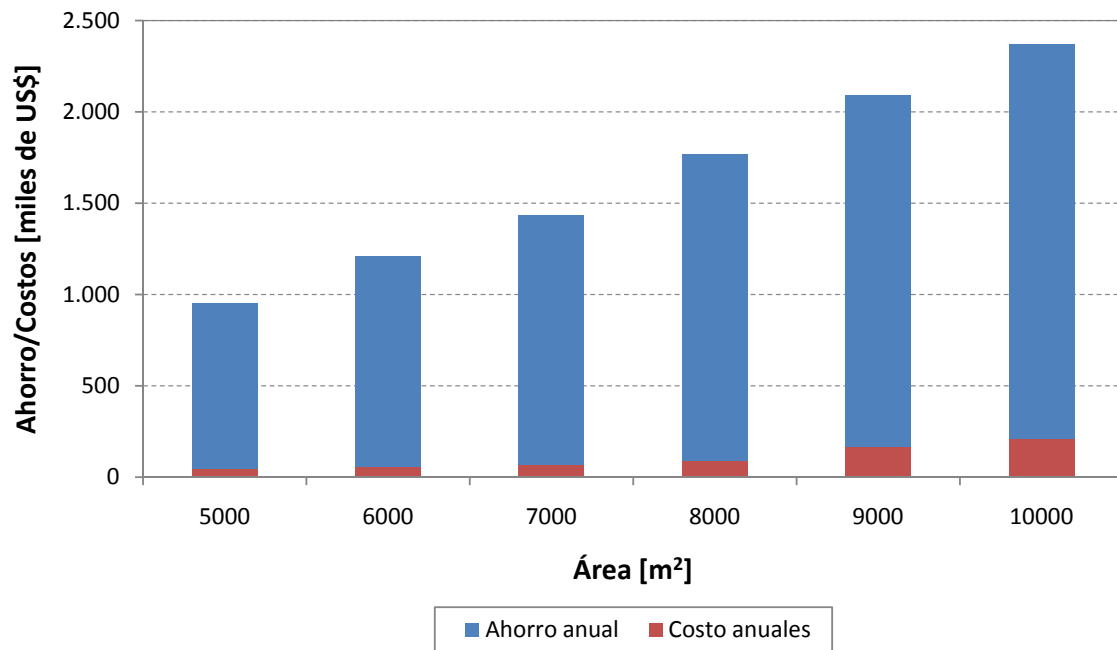


Figura 5.14: Ahorros y costos anuales para los óptimos económicos encontrados, en miles de US\$.

De la figura anterior, se confirma que la suma de los costos anuales de operación, mantenimiento y bombeo, es significativamente inferior al ahorro económico derivado de un menor uso de combustible. Por otro lado, se aprecia que la razón costos/ahorros crece al aumentar el tamaño del campo de colectores. Esto se debe a que, como fue explicado en la sección 5.2.1, los costos anuales por bombeo se incrementan fuertemente al aumentar el tamaño del campo de colectores.

En el caso de los diseños óptimos encontrados, a continuación se muestra el porcentaje total de los costos que representa el consumo eléctrico por bombeo, en conjunto con los costos de Operación y Mantenimiento (*O&M*).

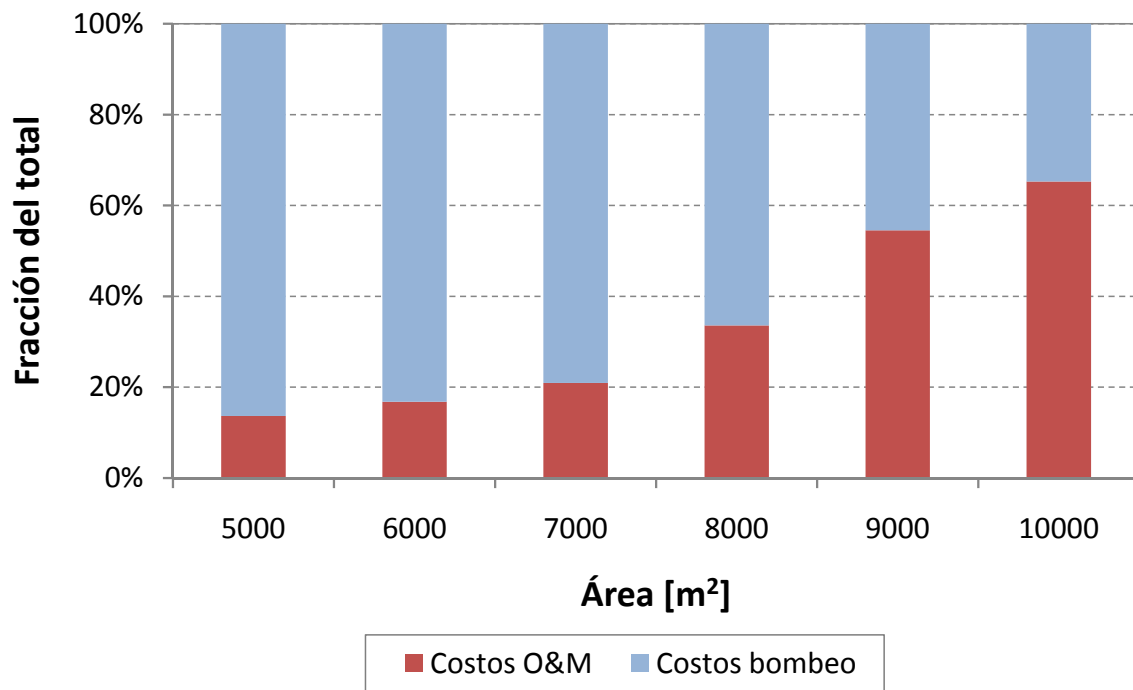


Figura 5.15: Fracción de los costos anuales representada por el bombeo, Operación y Mantenimiento.

Así, se aprecia claramente un crecimiento en la fracción de los costos totales representados por el sistema de bombeo, a medida que aumenta el tamaño del campo de colectores. Cabe mencionar que los costos de operación y mantenimiento considerados en esta investigación excluyen el consumo por bombeo, y han sido estimados como el 1% del costo inicial de la inversión. Esto se menciona anteriormente en la tabla 5.3, y corresponde a una estimación estándar muy utilizada para este tipo de plantas.

5.4. Reducción de Gases de Efecto Invernadero

Como se aprecia en la sección 2.7.3, la reducción de gases de efecto invernadero (E), puede ser calculada simplemente como:

$$E = \frac{Q \cdot EF}{\eta_{th}} \quad (5.1)$$

En el caso de este proyecto, dado que el combustible a reemplazar corresponde a Diésel, el factor de emisión (EF) a utilizar será:

$$EF_{Diesel} = 74,34[Ton_{CO_2}/TJ] \quad (5.2)$$

Por otro lado, el calor útil anual entregado por el proyecto (Q), se encuentra parametrizado en secciones anteriores como una fracción del calor diurno total anual requerido por el sistema. De esta forma, el valor de Q en la ecuación 5.1 se calcula de la siguiente forma:

$$Q = X \cdot 254,46[TJ] \quad (5.3)$$

Donde X, corresponde a la fracción anual de calor diurno abastecido por el campo de colectores solares, la cuál es posible de obtener en la figura 5.11 para cualquier configuración en estudio. Finalmente, como se menciona con anterioridad en este trabajo de investigación, se ha asumido una eficiencia de un 80 % para la caldera, por lo que la ecuación 5.1 queda reducida a:

$$E = X \cdot 23645,9[Ton_{CO_2}] \quad (5.4)$$

De esta forma, el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero es función sólo de X. De esta forma, es posible adaptar la figura 5.11 de forma de calcular las emisiones de cada configuración en estudio de forma sencilla. A continuación se muestra un diagrama para el cálculo de las reducciones de emisiones anuales, para cada configuración estudiada:

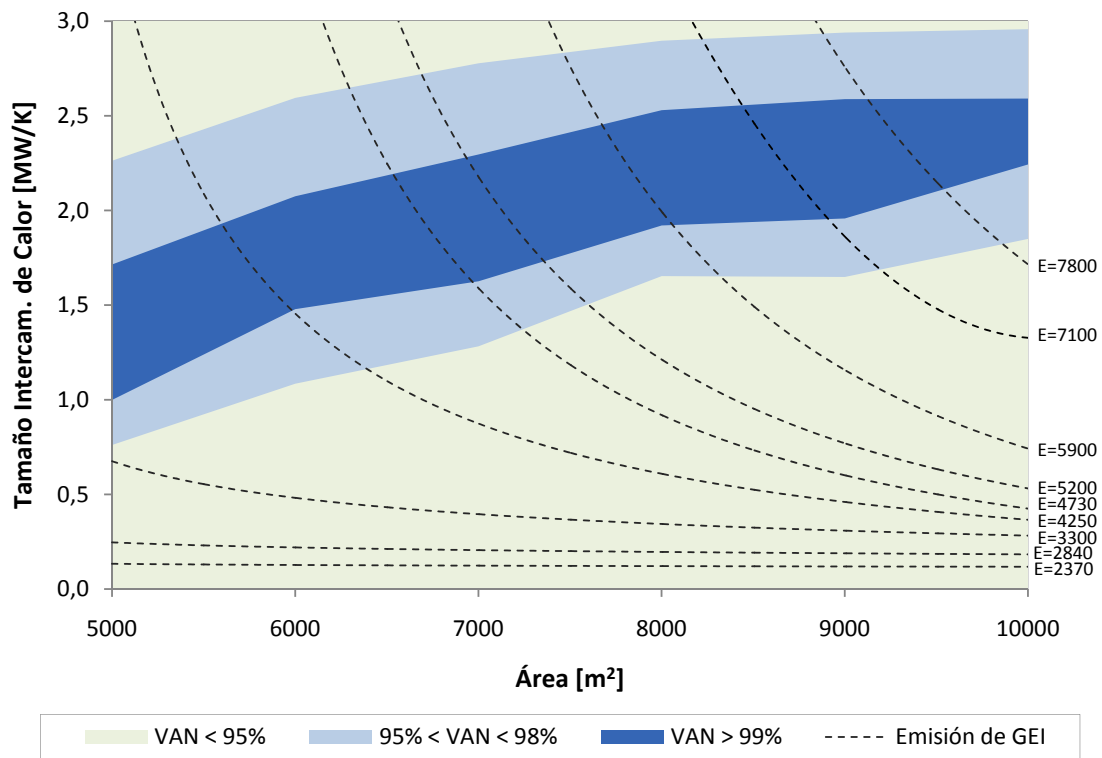


Figura 5.16: Diagrama de iso-curvas de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Las iso-curvas en línea punteada representan la reducción de emisiones anual (E) en $[TonCO_2/año]$.

Así, para los diseños óptimos encontrados en la figura 5.11, la reducción anual de gases de efecto invernadero es la siguiente:

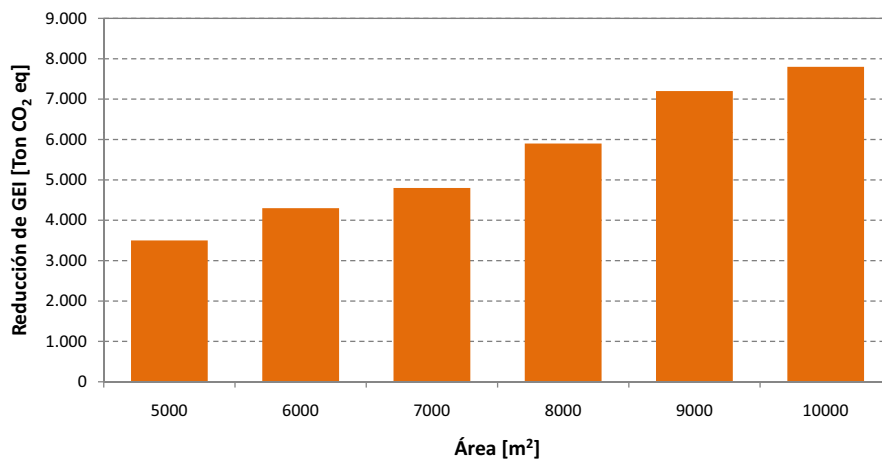


Figura 5.17: Reducción de GEI para cada diseño óptimo encontrado, en $[TonCO_2/año]$.

Así, considerando un precio de mercado de US\$15/CER, las utilidades anuales por venta de reducciones certificadas de emisiones son:

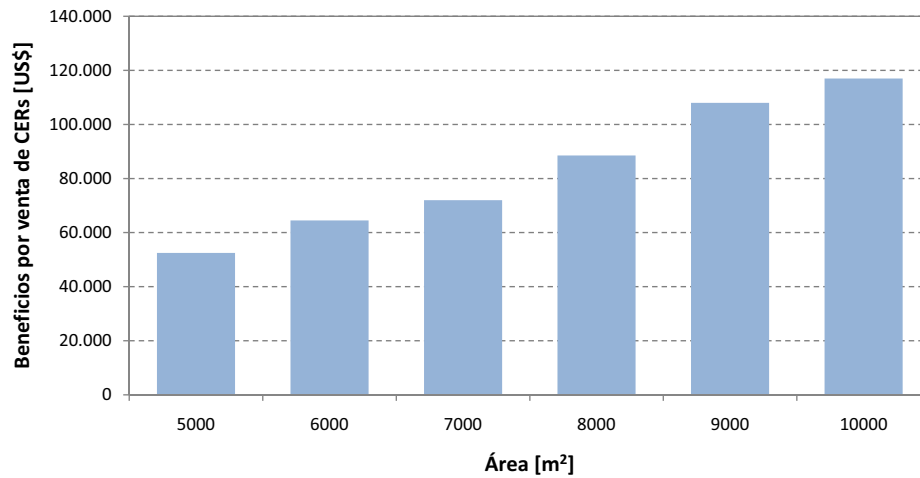


Figura 5.18: Utilidades anuales por venta de CERs del proyecto, por tamaño de campo de colectores.

5.5. Análisis de sensibilidad

El análisis económico realizado en la sección 5.3 ha sido basado en costos reales de mercado de las distintas variables relevantes del sistema. Muchas de estas variables tienen un efecto menor en el resultado final de la evaluación económica, como es el caso del precio de la electricidad, en donde fuertes cambios en el valor de estas variables producen pequeñas variaciones en el resultado de la evaluación económica.

Sin embargo, existen dos variables que deben ser sometidas a un análisis de sensibilidad, ya que su valor podría influir fuertemente en el Valor Actual Neto del proyecto. Estas variables son: el precio de mercado del Diésel y el precio del campo de colectores, por metro cuadrado instalado.

5.5.1. Precio del Diésel

El precio del petróleo ha experimentado una gran volatilidad en los últimos años, en donde el alza en el precio sostenida en la última década se vió interrumpida por la crisis económica. De esta forma, los derivados del petróleo han experimentado la misma volatilidad en la última década, como se aprecia en la figura 2.10, para el caso del Diésel en Chile.

De esta forma, es de interés realizar un análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto del proyecto, en función del precio del Diésel. La siguiente figura muestra el VAN en función del precio del Diésel, para las configuraciones óptimas encontradas para un campo de 6.000, 8.000 y 10.000 m^2 :

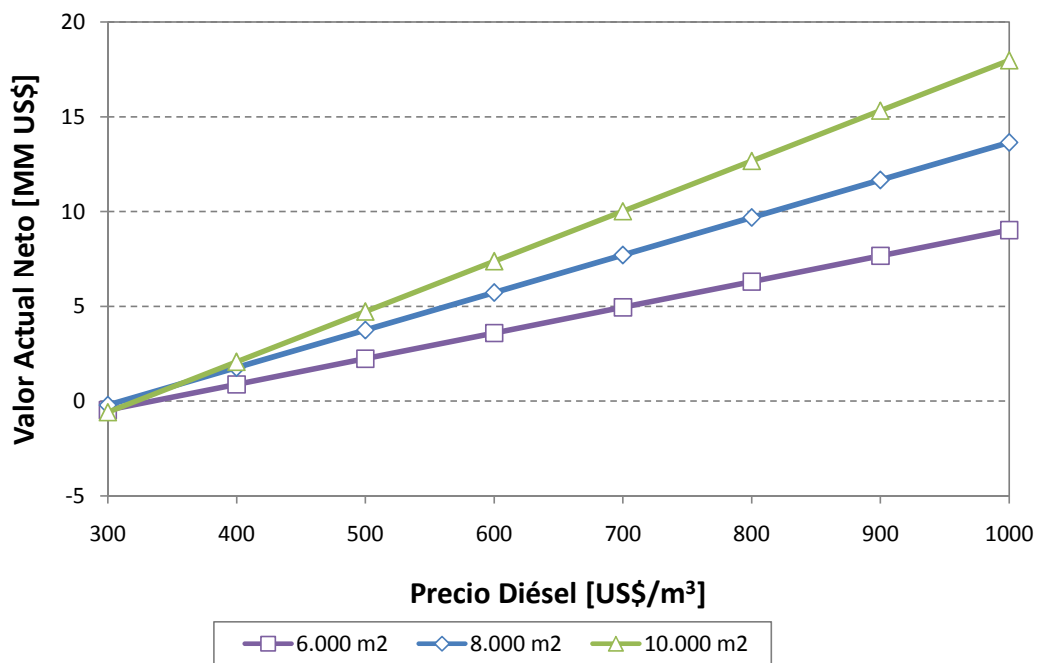


Figura 5.19: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para tres tamaños de campo de colectores.

De esta forma, las curvas resultantes para cada tamaño son bastante similares entre sí, en donde para los tres casos, el proyecto deja de ser rentable a un precio del Diésel cercano a los $\text{US}\$300/\text{m}^3$. La diferencia en las pendientes de cada curva se debe a que un campo de colectores de mayor tamaño, genera una mayor cantidad de calor, y por tanto, es esperable que el valor presente de sus retornos futuros sean mayores.

Este resultado es especialmente interesante considerando que el precio del Diésel no ha bajado de $\text{US}\$300/\text{m}^3$ en varios años, incluyendo el periodo post-crisis, y las posibilidades de que esto suceda son muy bajas.

5.5.2. Precio del campo de colectores

Si bien el análisis de sensibilidad realizado en la sección anterior muestra que un proyecto solar en el proceso de EW sería rentable en una larga ventana de precios del Diésel, existe otra variable que debe ser tomada en consideración en forma simultánea: la posible variación en el precio del campo de colectores.

El principal fabricante de colectores solares de cilindro parabólico para aplicaciones térmicas, Abengoa IST, ha determinado que el costo de instalación de un campo solar fluctúa entre $\text{US}\$450$ a $\text{US}\$600$

por metro cuadrado instalado. Este costo es válido para instalaciones en Estados Unidos, y su variación depende principalmente del tamaño del campo solar a instalar.

Si bien algunos adelantos tecnológicos pueden hacer que este costo se reduzca en el futuro, esta tecnología ha alcanzado un estado de desarrollo donde sólo la producción a gran escala podría reducir su costo de forma considerable. Por otro lado, si bien el costo máximo estimado por Abengoa IST sería del orden de los US\$600/ m^2 , una instalación en Chile podría alcanzar precios superiores si se considera que existen costos de traslado, internación, impuestos y mano de obra calificada inexistente en el país. No obstante, estimaciones iniciales realizadas para una importante empresa nacional, muestran que el costo de un campo de colectores de gran tamaño (mayor a 5.000 m^2) se situaría alrededor de US\$650/ m^2 .

De esta forma, se han determinado cuatro escenarios de precios del campo de colectores, los cuáles se explican a continuación:

- **Escenario optimista (Costo colectores = US\$450/ m^2):** Mercado nacional maduro, en donde existen algunas plantas solares operativas y parte de la ingeniería y componentes se realizan en territorio nacional.
- **Escenario estándar (Costo colectores = US\$650/ m^2):** Todos los componentes son importados, existe una mayor carga impositiva y se requiere de un cierto nivel de asistencia de expertos extranjeros.
- **Escenario conservador (Costo colectores = US\$800/ m^2):** Costos significativamente mayores a los observados en distintos campos solares existentes en Estados Unidos y otros países.
- **Escenario pesimista (Costo colectores = US\$1.000/ m^2):** Alto costo debido a diversos factores nacionales e internacionales.

Así, se realizó un análisis de sensibilidad del precio del Diésel sobre el Valor Actual Neto del proyecto, para cada escenario en consideración. La siguiente figura muestra el análisis realizado para la configuración óptima encontrada para un campo de 10.000 m^2 :

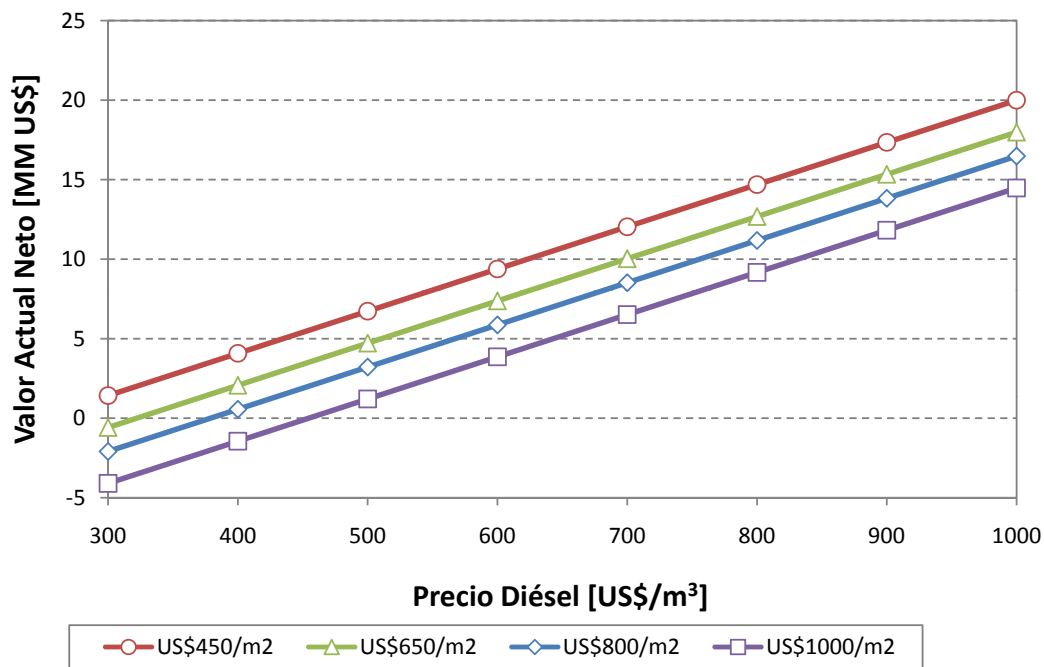


Figura 5.20: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para los cuatro escenarios en estudio.

En la figura, se aprecia, por un lado, que en el escenario optimista el proyecto es rentable en todo el espectro de precios del Diésel estudiados. Algo similar ocurre en el escenario estándar, en donde el proyecto es rentable con precios del Diésel ligeramente superiores a $US\$300/m^3$. Por otro lado, en el escenario pesimista, se requiere un precio del combustible de, al menos, $US\$460/m^2$ para que el proyecto sea rentable.

Este resultado arroja importantes conclusiones, ya que aún bajo los precios del Diésel post-crisis económica, el proyecto podría ser rentable aún en el escenario pesimista. Esto se debe principalmente a las inmejorables condiciones climáticas del valle de la segunda región del país, que permiten obtener una gran cantidad de calor útil a lo largo de todo el año.

Las curvas obtenidas para otros tamaños de campo de colectores distinto a $10.000 m^2$ son similares a la obtenida en la figura D.6, cambiando sólo la pendiente de las curvas. Estos resultados pueden apreciarse en tablas y gráficos para cada tamaño de campo de colectores, en el Anexo D: Análisis de Sensibilidad.

Capítulo 6

Conclusiones

El presente trabajo de investigación ha cumplido a cabalidad los objetivos trazados inicialmente, en donde se ha logrado estudiar desempeño de un campo de colectores solares para el proceso de electro-obtención del cobre, y determinar con mayor exactitud los costos y beneficios económicos de esta tecnología. Finalmente, se establecieron criterios que permiten optimizar el diseño del campo de colectores de forma clara y sencilla, dentro del rango de estudio considerado.

Se ha generado una plataforma en el software TRNSYS que permite la simulación de un campo de colectores integrado al circuito de calentamiento de electrolito en el proceso de EW. Como parte de esta plataforma, se ha generado un nuevo módulo de simulación de un campo de colectores solares de cilindro parabólico, el cuál puede ser utilizado para modelar todo tipo de configuraciones de campos de colectores de una forma flexible y sencilla.

La plataforma generada permitió conocer el comportamiento del sistema bajo distintas configuraciones posibles, en sólo unos segundos. Esto permitió el análisis de múltiples configuraciones distintas, lo que fue la base que permitió la posterior optimización económica del diseño de estos campos de colectores.

Para cada configuración analizada fue posible obtener, para cada momento del año, el caudal y consumo eléctrico asociado al bombeo, las pérdidas por piping y desenfoque, el calor útil anual entregado por el campo de colectores al sistema auxiliar de calentamiento; entre otros productos relevantes.

Se estableció un escenario de precios representativo del estado actual de las tecnologías involucradas, basado en cotizaciones e información públicamente disponible. Este escenario de precios permitió transformar los resultados técnicos de las simulaciones, en costos y beneficios anuales del sistema; para cada configuración en estudio.

Un primer análisis económico sencillo a algunas configuraciones estudiadas, mostró que la inversión en un campo solar en el proceso de electro-obtención del cobre es rentable bajo un diseño adecuado. Esto llevó a un análisis de optimización del diseño del campo de colectores, bajo criterios económicos.

Se realizó una optimización económica del diseño del sistema de calentamiento solar, basado en la

maximización del Valor Actual Neto (VAN) del proyecto. Este análisis llevó a la ubicación de diseños económicamente óptimos, agregándose a este análisis la determinación de *zonas económicamente óptimas para el diseño*, de forma de dar cierta flexibilidad al diseño del campo, asegurando su cercanía al óptimo económico.

Así, se generaron diagramas de diseño óptimo, los cuales permiten al ingeniero dimensionar los principales componentes del sistema (tamaño del campo de colectores, intercambiador de calor y sistema de bombeo), de forma de cumplir con los requerimientos de calor exigidos maximizando al mismo tiempo el VAN. Así, estos diagramas permitirán diseñar campos de colectores solares de entre $5.000\ m^2$ a $10.000\ m^2$, capaces de reemplazar hasta un 35 % del calor diurno requerido en una planta de EW de 200.000 Ton Cu/año. En general, diseñando el sistema de forma óptima, se obtienen periodos de recuperación de capital de entre 3 y 4 años, para un sistema de calentamiento solar para el proceso de electro-obtención.

Además, se calcularon las reducciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociadas a la utilización del sistema de calentamiento solar, para los óptimos encontrados para cada tamaño de campo de colectores en estudio, basado en metodologías y coeficientes recomendados por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC).

De forma de facilitar el cálculo de estas, se generó un diagrama que permite hacer una estimación inicial de las reducciones anuales posibles para cualquier diseño de campo de colectores, dentro de los rangos de estudio. Así, al seleccionar una configuración, el diseñador puede estimar de forma sencilla las emisiones de GEI evitadas por el funcionamiento del proyecto.

También, se realiza una estimación de los beneficios potenciales por la venta de reducciones certificadas de emisiones (CERs), bajo el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL). Es posible percatarse de que, como han mencionado muchos autores, la venta de CERs puede ser una buena fuente de utilidades para un proyecto solar, sin embargo, la magnitud de los beneficios es muy pequeña para influenciar fuertemente en la decisión de inversión.

Finalmente, se realiza un análisis de sensibilidad del VAN del proyecto, en función de las dos variables de mayor influencia en la rentabilidad del proyecto: el precio del Diésel y del Campo de Colectores de Cilindro Parabólico. Este análisis consideró la existencia de 4 escenarios de precios del campo de colectores, y en función de estos, se analizó la influencia del precio del combustible.

En los dos escenarios más favorables, optimista ($US\$450/m^2$) y estándar ($US\$650/m^2$), el proyecto mostró ser rentable en todo el rango de precios del Diésel considerado. De esta forma, un proyecto solar sería rentable incluso con precios del Diésel tan bajos como $US\$300/m^3$.

Por otro lado, en el escenario conservador ($\text{US}\$800/m^2$) y pesimista ($\text{US}\$1000/m^2$), se aprecia que el proyecto comienza a ser rentable una vez traspasado un cierto umbral de precios del Diésel. En el caso del escenario conservador, el proyecto comienza a ser rentable con un precio del Diésel de $\text{US}\$380/m^3$, el cuál es superior al mínimo alcanzado en el periodo post-crisis en el año 2009. En un escenario pesimista, se requiere de un precio del Diésel de aproximadamente $\text{US}\$450/m^3$ para hacer rentable al proyecto. Es importante mencionar que este precio es bajo en comparación con los precios del Diésel en los últimos 4 años, y es esperable este supere largamente este valor una vez que la economía se recupere de la actual crisis que la afecta.

Capítulo 7

Bibliografía

- [1] The World Factbook: *Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/CIA_World_Factbook.*
- [2] Kalogirou S.: *Optimization of solar systems using artificial neural networks and genetic algorithms*, Applied Energy 77, (2004).
- [3] Kulkarni N., Shireesh B., Santany B.: *Determination of design space and optimization of solar water heating systems*, Solar Energy 81, (2007).
- [4] Mills D., Morrison G.: *Optimization of minimum backup solar water heating system*, Solar Energy 74, (2003).
- [5] Kalogirou S.: *The potential of solar industrial process heat applications*, Applied Energy, (2002).
- [6] Systemlink: *Disponible en: <http://www.systemlink.ie/solar-panels-ireland.asp>.*
- [7] Solarcrest: *Disponible en: http://www.solarcrest.ca/public/004_PoolHeating/020_SolarWaterHea.html.*
- [8] Sunrain: *Disponible en: <http://en.sunrain.com/PRODUCTS/Collector%20Module.htm>.*
- [9] Zarza E., Rojas M.: *The first pre-commercial DSG solar power plant*, Solar Energy, (2005).
- [10] Industrial Solar Technology: *Disponible en: <http://www.industrialsolartech.com/trghtech.htm>.*
- [11] International Copper Study Group (ICSG): *The World Copper Factbook 2007*, (2007).
- [12] Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO): *Anuario estadístico 2006*, (2006).
- [13] Douglas, Rawlings y Johnson: *Biomining*, Springer, 2006.
- [14] International Copper Study Group (ICSG): *Vol. 12, No. 6, June, 2005*.
- [15] Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO): *Inversión en la Minería Chilena del Cobre y del Oro: Proyección del período 2006 - 2010*, (2006).

- [16] International Copper Study Group (ICSG): *Directory of Copper Mines and Plants*, (2006).
- [17] Davenport, King, Schlesinger y Bismas: *Extractive Metallurgy of copper*, Elsevier, (2002).
- [18] Rydberg, Cox, Musikas y Choppin: *Solvent Extraction Principles and Practice*, (2004).
- [19] Durkhardt, D.J.: *Heat Balances in Copper SX/EW Operations*, Fifth International Conference in Honor of Professor Ian Ritchie - Volume 1: Leaching and Solution Purification, (2003).
- [20] Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO): *Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de la Minería del Cobre de Chile 2001 – 2007*, Chile (2007).
- [21] Bhardwaj B., Parthan C.: *Realising the Potential of Small-Scale CDM Projects in India*, IT Power and IT Power India, India (2005).
- [22] Lokey E.: *Identifying and Overcoming Barriers to Renewable Energy Clean Development Mechanism Projects in Latin America*, Ph.D. Dissertation, Universidad de Colorado, E.E.U.U. (2008).
- [23] Global Carbon Exchange, *Newsletter May/June 2008*.
- [24] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): *Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project: Thermal energy production with or without electricity*, Type I, I.C.
- [25] Intergovernmental Panel on Climate Change: *2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*
- [26] U.S. Energy Information Administration: *Historical Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products*, (Disponible en: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm).
- [27] U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics: *Consumer Price Index All Urban Consumers (CPI-U)*, (Disponible en: <http://www.bls.gov/CPI/>).
- [28] Empresa Nacional del Petróleo (ENAP): *Precios paridad para combustibles líquidos*, (Disponible en: <http://www.enap.cl>).
- [29] Comisión Nacional de Energía (CNE): *Serie Precio Medio de Mercado Sistema Interconectado del Norte Grande (PMM SING)*, (Disponible en: <http://www.cne.cl>).
- [30] U.S. Department of Energy: *Federal Technology Alert, Parabolic-Trough Solar Water Heating*, E.E.U.U. (1997).

- [31] Carwile C., Hewet R.: *Barriers to Solar Process Heat Projects: Fifteen Highly Promising (But Cancelled) Projects*, National Renewable Energy Laboratories (NREL), Colorado, E.E.U.U.(1995).
- [32] R. Margolis, J. Zuboy: *Nontechnical Barriers to Solar Energy Use: Review of Recent Literature*, National Renewable Energy Laboratories (NREL), E.E.U.U.(2006).
- [33] Sugimoto K.: *Photovoltaic industry trends*, Photovoltaic Energy Association, Tokyo, Japón(2005).
- [34] Database of State Incentives for Renewables & Efficiency: *Financial Incentives for Renewable Energy by State*, Interstate Renewable Energy Council (IREC), Carolina del Norte: E.E.U.U.
- [35] Act of the General Assembly of the Commonwealth of Kentucky: *Disponibile en: <http://www.lrc.ky.gov/record/07S2/HB1/bill.doc>*, Kentucky, E.E.U.U.
- [36] International Energy Agency: *Disponibile en: <http://www.iea.org>*
- [37] Chandrasekar B., Kandpal T.: *Effect of financial and fiscal incentives on the effective capital cost of solar energy technologies to the user*, Solar Energy, Volume 78(2005).
- [38] World Radiation Data Center website: *Available at: <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>*
- [39] Conversaciones con Roberto Román (2008).
- [40] Bird R.: *A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces*, Solar Energy Research Institute, E.E.U.U. (1991).
- [41] Lippke F.: *Simulation of the Part-Load Behavior of a 30 MWe SEGS Plant*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, E.E.U.U. (1995).
- [42] Dudley V.: *Test Results Industrial Solar Technology Parabolic Trough Solar Collector*, Sandia National Laboratories, Albuquerque, E.E.U.U. (1995).
- [43] Serth R.: *Process Heat Transfer*, Elsevier Science & Technology Books, E.E.U.U. (2007).
- [44] Frederick R.: *Apuntes para el curso ME43B - Transferencia de Calor*, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Chile (2006).
- [45] Kelly B., Kearney D.: *Parabolic Trough Solar System Piping Model*, National Renewable Energy Laboratory - Nexant, Inc., E.E.U.U. (2005).
- [46] Warring R.: *Pumping Manual*, Gulf Publishing Company, Inglaterra (1984).
- [47] Lazarkiewicz : *Impeller Pumps*, Pergamon Press, Varsovia, Polonia (1965).

Anexo A

Código fuente Modelo de Campo de Colectores CCP

```
      SUBROUTINE TYPE398 (TIME,XIN,OUT,T,DTDT,PAR,INFO,ICNTRL,*)
C*****
C Object: Parabolic Trough Field Model for low-temperature heating
C Author: Carlos Flores
C Energy Research Program, Universidad de Chile
C Date: 10/10/08
C Version: 1.0
C C *** Parámetros del Modelo
C A - Loss coef. - [-Inf;+Inf]
C B - Loss coef. - [-Inf;+Inf]
C C - Loss coef. - [-Inf;+Inf]
C D - Loss coef. - [-Inf;+Inf]
C CR- Clean Reflectivity - [0;1]
C L - Length of SCA m [0;+Inf]
C W - Aperature Width of SCA m [0;+Inf]
C F - Focal Length of SCA m [0;+Inf]
C Atot- Total Field Area m**2 [0;+Inf]
C TDR- Turn Down Ratio - [0;1]
C C *** Inputs
C ToD- Demanded Outlet Temperature Solar Field C [-Inf;+Inf]
C Tin- Inlet Temperature Solar Field C [-Inf;+Inf]
C Cl - Cleanliness Solar Field - [0;1]
C Cp - Specific Heat HTF kJ/kg.K [-Inf;+Inf]
C Az - Sun Azimuth (S=0,W=+) degrees [-Inf;+Inf]
C Zen - Sun Zenith degrees [-Inf;+Inf]
C DNI- Direct Normal Radiation kJ/h-m**2 [0;+Inf]
```

```

C Tamb - Ambient Temperature C [-Inf;+Inf]
C TDR- Turn Down Ratio - [0;1]
C RDTime - Rampdown Time Duration to reach RDRatio*FRMax hr [0;+Inf]
C RDRatio - Rampdown Ratio - Fraction of FRMax to reach after shutdown
C Greater than TDR - [0;1]
C C *** Outputs
C FR - Flow Rate Solar Field kg/h [-Inf;+Inf]
C Tout - Outlet Temperature Solar Field C [-Inf;+Inf]
C Eff - Efficiency Solar Field - [-Inf;+Inf]
C
C***** Leer los parametros *****
IF (TIME.LT.(TIME0+DELT/2.d0)) THEN
Aref = PAR(1)
B = PAR(2)
C = PAR(3)
Cw = PAR(4)
D = PAR(5)
CR = PAR(6)
BM = PAR(7)
L = PAR(8)
W = PAR(9)
F = PAR(10)
RS = PAR(11)
Atot = PAR(12)
Pmax = Par(13)
FRmax = PAR(14)
PC1 = PAR(15)
PC2 = PAR(16)
PC3 = PAR(17)
Tank = PAR(18)
Pipe = PAR(19)
Tpar = PAR(20)
Spar = PAR(21)
WSmax = PAR(22)

```

```
C !valores iniciales de valores de salida.
C Flow Rate Solar Field
OUT(1) = 0.d0
C Outlet Temperature Solar Field
OUT(2) = XIN(2)
C Efficiency Solar Field
OUT(3) = 0.5
C Total Parasitics
OUT(4) = 0.d0
C Power Lost to Defocus
OUT(5) = 0.d0
C Power Lost to Min Flow
OUT(6) = 0.d0
C power to Fluid
out(7) = 0.d0
C Current Trough Operation Status
OUT(8) = 1
C Variables Stored for Next Time Step
OUT(9) = 0.d0
OUT(10)= 0.d0
C RETURN 1 !the first timestep is for initialization - exit.
ENDIF
```

```
C*****
C Leer los Inputs
c if(info(7).lt.2) ToD=XIN(1)
ToD = XIN(1)
Tin = XIN(2)
Cl = XIN(3)
Cp = XIN(4)
Az = XIN(5)
Zen = XIN(6)
DNI = XIN(7)
WS = XIN(8)
```

Tamb = XIN(9)
 Ftrk = XIN(10)
 Favl = XIN(11)
 TDR = XIN(12)
 RDTime = XIN(13)
 RDRatio = XIN(14)

C***** Cálculos y Ecuaciones *****

C Elevation Angle (deg)
 EI = 90-Zen C Effective Field Area Available (m²)
 Aavl = Atot
 C Incident Angle for N or S=0 Az and CW=+ (deg)
 $IA = \arccos(\sqrt{1 - \cos(EI \cdot \pi / 180)^2 \cdot \cos(Az \cdot \pi / 180)^2}) \cdot 180 / \pi$
 C Incident Angle Modifier (for IA in degrees)
 $K = \cos(IA \cdot \pi / 180) + 0.0003178 \cdot IA - 0.00003985 \cdot IA^2$
 C End Losses
 $M = 1 - F \cdot \tan(IA \cdot \pi / 180) / L$
 C Incident Power on Available Field (kJ/h)
 C C Temperaturas relevantes en los calculos 99 Tout = ToD
 C Collector Thermal Efficiency (HCE thermal losses)
 100 Qnet_last = Qnet
 Ncount = Ncount+1
 DTo = (Tout-Tamb)
 DTi = (Tin-Tamb)
 C DNI in W/m2 for efficiency equation
 I = DNI/3.6
 C Eficiencia óptica real (A)
 $A = Aref \cdot (CR/0.94) \cdot CI \cdot (1+CI)/2$
 C C Eficiencia colectores
 IF (I.eq.0) THEN
 Ceff=0
 ELSE
 $Ceff = \text{DMin1}(\text{DMax1}(0., K \cdot M \cdot (A + B \cdot (DTo + DTi) / 2) + (C) \cdot$
 $\# (DTo + DTi) / (2 \cdot I) + D \cdot (DTo + DTi)^2 / (4 \cdot I), 100.)$

```
ENDIF
C C Gross Absorbed Heat for Fraction Tracking (kJ/h)
Qabs = DNI*Ceff*Aavl/100.
Qnet = Qabs-Qloss
C C Calculo flujo másico IF (ToD.LE.Tin) THEN ! Switch to nighttime flow for this case. Hacer FR
cerro!!
FR = TDR*FRMax ! This might need more work.
ISTATUS = 1
STORED(5)=FR
C Else !TOD<Tin
FR = Qnet/(Cp*(ToD-Tin)) !MAIN FLOWRATE CALCULATION!!!
C !Temperatura de salida
Tout = Tin + Qnet/(FR*Cp)
C*****
C SET THE OUTPUTS
200 CONTINUE
C C Flow Rate Solar Field
OUT(1) = FR
C C Outlet Temperature Solar Field
OUT(2) = Tout
C C Efficiency Solar Field
OUT(3) = Eff
C C Variables Stored for Next Time Step
OUT(9) = Ftrk
OUT(10) = WS
C CALL setStorageVars(STORED,NS,INFO)
RETURN 1
END
```

Anexo B

Metodología de Durkhardt

La metodología desarrollada por Durkhardt [19], ha sido desarrollada para estimar el calor auxiliar necesario en el proceso de electro-obtención. Los supuestos y ecuaciones que definen esta metodología son explicados a continuación.

Metodología de cálculo

En el trabajo anteriormente mencionado, Durkhardt expresa que las pérdidas por *piping* y almacenamiento son relativamente insignificantes para el total, y se realizan los siguientes supuestos:

- Las pérdidas de calor en tanques y cañerías son despreciables
- Las ganancias de calor por radiación son despreciables
- Se asume una temperatura del PLS a la entrada de la SX
- Se logra equilibrio térmico en todos los tanques involucrados

Por otro lado, la autora plantea que existen otros factores que deben considerarse relevantes para el balance de energía total. Estas son:

- Pérdidas de calor por calor sensible del refinado
- Ganancias de calor por efecto Joule en las celdas de EW
- El calor de reacción en las reacciones químicas en los procesos SX y EW
- Pérdidas de calor por convección en la superficie superior de las celdas

De esta forma, la autora realiza un balance de masa y energía considerando los supuestos anteriormente descritos. Con ello se llega a una serie de ecuaciones, en donde se calculan los distintos valores

necesarios para obtener el calor externo requerido. En estas ecuaciones se utilizan una serie de parámetros, los cuales se pueden encontrar fácilmente en algunos libros especializados de minería del cobre para una serie de faenas mineras nacionales. De esta forma, los datos requeridos por el modelo son de sencillo acceso lo que hace sencillo estimar el calor externo necesario en faenas donde no se conocen todos los datos. Estos parámetros utilizados se enuncian y explican brevemente a continuación:

- H_{RX} Calor requerido para la reacción [kJ/mol].
- Pl_{Cu} Tasa total de obtención de cobre [kg/s].
- h Coeficiente de convección entre el electrolito y el aire [kW/m^2].
- A Superficie superior de cada celda (ancho x alto) [m^2].
- N_{cell} Número total de celdas.
- I Corriente circulante [A/circuito].
- V Voltaje aplicado [Volt/circuito].
- N_{circ} Número de circuitos.
- Q_{EL} Flujo de electrolito a SX [m^3/h].
- Q_{EW} Flujo de electrolito a través de las celdas [m^3/h].
- Q_{EW} Flujo de electrolito pobre para control y limpieza [m^3/h].
- Q_O Flujo de orgánico [m^3/h].
- Q_A Flujo de PLS [m^3/h].
- C_A Producto de la densidad y el calor específico del electrolito [kJ/m^3C].
- C_O Producto de la densidad y el calor específico del orgánico [kJ/m^3C].
- T_{PLS} Temperatura de la solución preñada [$^{\circ}C$].
- T_{H_2O} Temperatura de ingreso a las celdas del electrolito [$^{\circ}C$].
- T_{CFH} Temperatura del agua de alimentación [$^{\circ}C$].

Luego, las ecuaciones intermedias del modelo se muestran a continuación:

$$H_{PL} = \frac{\Delta H_{RX} \cdot 1000 \cdot Pl_{Cu}}{63,546} \quad (B.1)$$

$$H_{cells} = h \cdot A \cdot N_{cell} \quad (B.2)$$

$$H_{rect} = \frac{I \cdot V \cdot N_{circ}}{1000} \quad (B.3)$$

Donde H_{PL} es el calor total que se requiere para que se produzca la reacción de la deposición de cobre en el cátodo. H_{cells} es el calor que se pierde por convección en la parte superior de las celdas y H_{rect} el calor aportado al electrolito por los rectificadores.

Luego se requieren calcular 2 valores adimensionales ϕ y β , los que se muestran a continuación:

$$\phi = 1 + \frac{Q_{ACA}}{Q_{OCO}} + \left(\frac{Q_{ACA}}{Q_{OCO}} \right)^2 \quad (B.4)$$

$$\beta = \frac{(Q_{EL} - Q_{BL}) C_A}{Q_{OCO}} \quad (B.5)$$

Finalmente se tienen las tres ecuaciones finales:

$$H_B = (H_{PL} + H_{CELL} - H_{RECT}) \left(1 - \frac{Q_{EL}}{Q_{EW}} \right) - H_A + \frac{T_{CFH} Q_{EL} C_A}{3600} - \frac{T_{H_2O} Q_{BL} C_A}{3600} +$$

$$\left[\frac{H_{PL} + H_{CELL} - H_{RECT}}{Q_{EW} C_A} - \frac{T_{CFH}}{3600} + \frac{H_A}{Q_{EL} C_A} - \frac{T_{PLS}(\phi - 1)}{3600 \cdot \phi \beta} \right] \left[\frac{\phi \beta^2 Q_{OCO}}{\phi(1 + \beta) - 1} \right] \quad (B.6)$$

$$T_{APP} = \frac{H_B + (H_{rect} - H_{PL} - H_{cell}) \left(1 - \frac{Q_{BL}}{Q_{EW}} \right) - (T_{CFH} - T_{H_2O}) \frac{Q_{BL} C_A}{3600} + \frac{Q_{BL} H_A}{Q_{EL}}}{\frac{Q_{EL} C_A}{3600} \left(1 - \frac{Q_{BL}}{Q_{EL}} \right)} \quad (B.7)$$

$$T_{REC} = \frac{T_{APP} \beta \phi}{\phi - 1} + T_{PLS} \quad (B.8)$$

Donde H_B es el calor externo requerido por el electrolito, T_{APP} la temperatura de aproximación entre el electrolito pobre y rico entre SX y EW, y T_{REC} la temperatura del electrolito rico a la salida

de SX. Además, se observa que existe una variable llamada H_A , la cuál representa el calor que se transfiere el electrolito pobre que va hacia SX y el rico que vuelve hacia EW. Así, como se conocen todos los demás parámetros, tenemos tres ecuaciones y cuatro incógnitas.

Además, la autora plantea que la temperatura T_{REC} es usualmente cercana a los 20-22°C, por lo que al fijar este valor obtenemos tres ecuaciones y tres incógnitas, pudiéndose resolver el sistema.

Anexo C

Calor Útil Anual Obtenido

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el calor útil anual del sistema en cada una de las configuraciones consideradas. Estas tablas se presentan a continuación:

UA [kW/K]	T90	T88	T86
100	0.0575	0.0524	0.0468
150	0.0753	0.0696	0.0630
180	0.0839	0.0781	0.0712
200	0.0890	0.0831	0.0762
250	0.0997	0.0941	0.0872
300	0.1082	0.1030	0.0964
400	0.1205	0.1166	0.1109
500	0.1288	0.1262	0.1219
750	0.1402	0.1407	0.1399
1000	0.1451	0.1480	0.1504
1250	0.1472	0.1519	0.1570
1500	0.1482	0.1540	0.1613
1750	0.1487	0.1552	0.1643
2000	0.1489	0.1559	0.1662
2500	0.1490	0.1564	0.1686
3000	0.1491	0.1566	0.1698

Tabla C.1: Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 5.000 m^2 .

UA [W/K]	T90	T88	T86
100	0.0603	0.0546	0.0485
150	0.0804	0.0737	0.0662
180	0.0905	0.0835	0.0755
200	0.0965	0.0894	0.0812
250	0.1095	0.1024	0.0939
300	0.1203	0.1134	0.1049
400	0.1369	0.1309	0.1230
500	0.1490	0.1442	0.1373
750	0.1675	0.1663	0.1628
1000	0.1773	0.1795	0.1799
1250	0.1828	0.1880	0.1922
1500	0.1860	0.1938	0.2019
1750	0.1879	0.1978	0.2099
2000	0.1890	0.2006	0.2159
2500	0.1901	0.2042	0.2227
3000	0.1904	0.2061	0.2255

Tabla C.2: Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 6.000 m^2 .

UA [W/K]	T90	T88	T86
100	0.0600	0.0542	0.0480
150	0.0811	0.0740	0.0662
180	0.0919	0.0843	0.0759
200	0.0984	0.0907	0.0819
250	0.1129	0.1048	0.0955
300	0.1252	0.1171	0.1074
400	0.1447	0.1372	0.1277
500	0.1596	0.1531	0.1442
750	0.1846	0.1813	0.1753
1000	0.1996	0.2001	0.1977
1250	0.2094	0.2137	0.2154
1500	0.2161	0.2242	0.2306
1750	0.2207	0.2327	0.2444
2000	0.2241	0.2401	0.2540
2500	0.2284	0.2470	0.2643
3000	0.2294	0.2505	0.2673

Tabla C.3: Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 7.000 m^2 .

UA [W/K]	T90	T88	T86
100	0.0616	0.0555	0.0490
150	0.0841	0.0765	0.0681
180	0.0958	0.0875	0.0784
200	0.1030	0.0944	0.0848
250	0.1191	0.1100	0.0995
300	0.1330	0.1236	0.1127
400	0.1559	0.1466	0.1353
500	0.1739	0.1653	0.1542
750	0.2059	0.2002	0.1912
1000	0.2271	0.2252	0.2194
1250	0.2425	0.2448	0.2428
1500	0.2544	0.2611	0.2638
1750	0.2640	0.2760	0.2839
2000	0.2710	0.2890	0.3043
2500	0.2817	0.3082	0.3291
3000	0.2871	0.3173	0.3414

Tabla C.4: Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 8.000 m^2 .

UA [W/K]	T90	T88	T86
100	0.0605	0.0544	0.0479
150	0.0833	0.0755	0.0671
180	0.0953	0.0868	0.0775
200	0.1027	0.0938	0.0840
250	0.1195	0.1099	0.0991
300	0.1342	0.1242	0.1127
400	0.1590	0.1487	0.1364
500	0.1790	0.1691	0.1567
750	0.2160	0.2084	0.1972
1000	0.2421	0.2378	0.2291
1250	0.2622	0.2618	0.2564
1500	0.2789	0.2831	0.2815
1750	0.2937	0.3032	0.3106
2000	0.3077	0.3213	0.3334
2500	0.3320	0.3512	0.3669
3000	0.3380	0.3631	0.3823

Tabla C.5: Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 9.000 m^2 .

UA [W/K]	T90	T88	T86
100	0.0615	0.0552	0.0486
150	0.0852	0.0771	0.0683
180	0.0978	0.0889	0.0791
200	0.1057	0.0963	0.0859
250	0.1237	0.1133	0.1017
300	0.1396	0.1286	0.1161
400	0.1668	0.1552	0.1416
500	0.1892	0.1777	0.1635
750	0.2321	0.2222	0.2084
1000	0.2639	0.2567	0.2447
1250	0.2895	0.2858	0.2763
1500	0.3119	0.3124	0.3055
1750	0.3330	0.3379	0.3313
2000	0.3537	0.3545	0.3626
2500	0.3705	0.3863	0.3986
3000	0.3758	0.3963	0.4142

Tabla C.6: Calor Útil anual obtenido vs. en función de UA y de la temperatura de salida del campo de colectores para un área de 10.000 m^2 .

Anexo D

Análisis de Sensibilidad

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad realizado en la sección 5.5, para cada tamaño de colectores en estudio.

Tamaño de campo = 5.000 m^2

Precio [US\$/m ³]	Optimista	Estándar	Conservador	Pesimista
300	483.393	-520.702	-1.273.773	-2.277.868
400	1.546.361	542.266	-210.806	-1.214.901
500	2.609.328	1.605.233	852.162	-151.934
600	3.672.296	2.668.200	1.915.129	911.034
700	4.735.263	3.731.168	2.978.096	1.974.001
800	5.798.231	4.794.135	4.041.064	3.036.969
900	6.861.198	5.857.103	5.104.031	4.099.936
1000	7.924.165	6.920.070	6.166.999	5.162.904

Tabla D.1: Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.

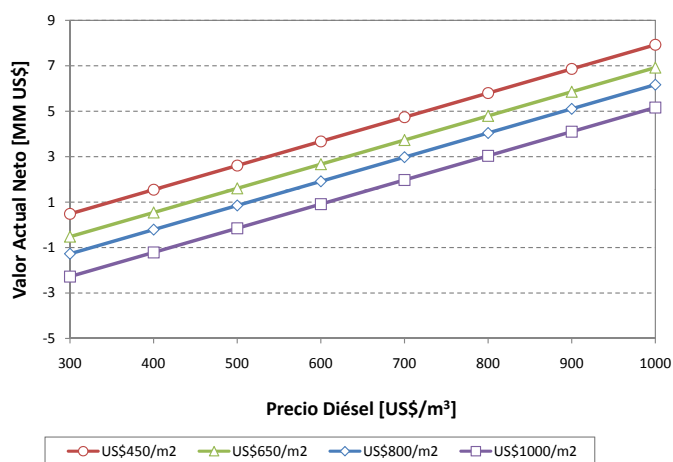


Figura D.1: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 5000 m^2 .

Tamaño de campo = 6.000 m²

Precio [US\$/m ³]	Optimista	Estándar	Conservador	Pesimista
300	726.976	-477.938	-1.381.624	-2.586.538
400	2.084.170	879.256	-24.429	-1.229.344
500	3.441.365	2.236.451	1.332.765	127.851
600	4.798.559	3.593.645	2.689.960	1.485.045
700	6.155.754	4.950.840	4.047.154	2.842.240
800	7.512.948	6.308.034	5.404.349	4.199.434
900	8.870.143	7.665.229	6.761.543	5.556.629
1000	10.227.338	9.022.423	8.118.738	6.913.823

Tabla D.2: Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.

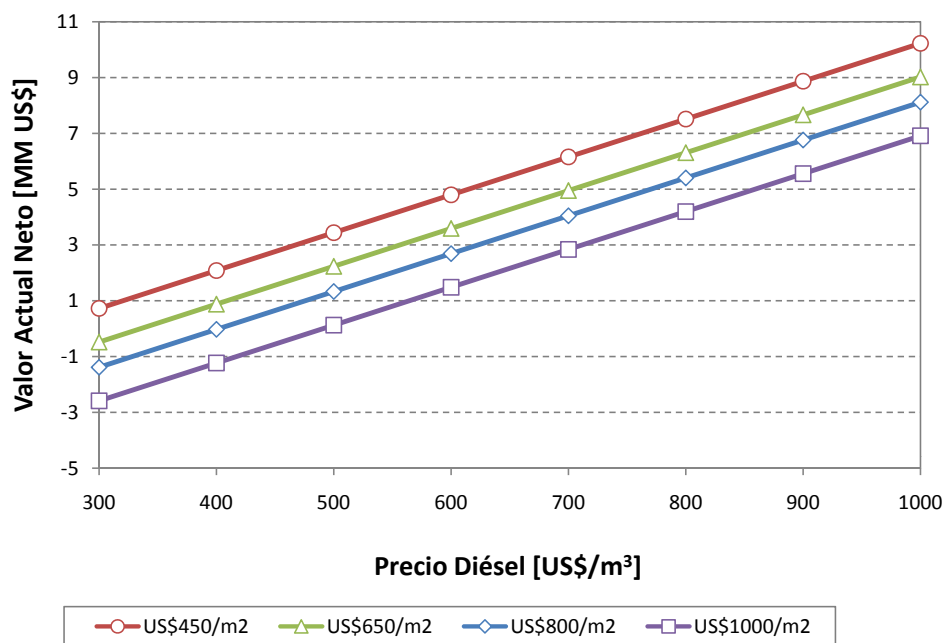


Figura D.2: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 6000 m².

Tamaño de campo = 7.000 m²

Precio [US\$/m ³]	Optimista	Estándar	Conservador	Pesimista
300	955.815	-449.918	-1.504.218	-2.909.951
400	2.560.362	1.154.629	100.329	-1.305.404
500	4.164.909	2.759.176	1.704.876	299.143
600	5.769.457	4.363.723	3.309.423	1.903.690
700	7.374.004	5.968.271	4.913.971	3.508.237
800	8.978.551	7.572.818	6.518.518	5.112.784
900	10.583.098	9.177.365	8.123.065	6.717.332
1000	12.187.645	10.781.912	9.727.612	8.321.879

Tabla D.3: Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.

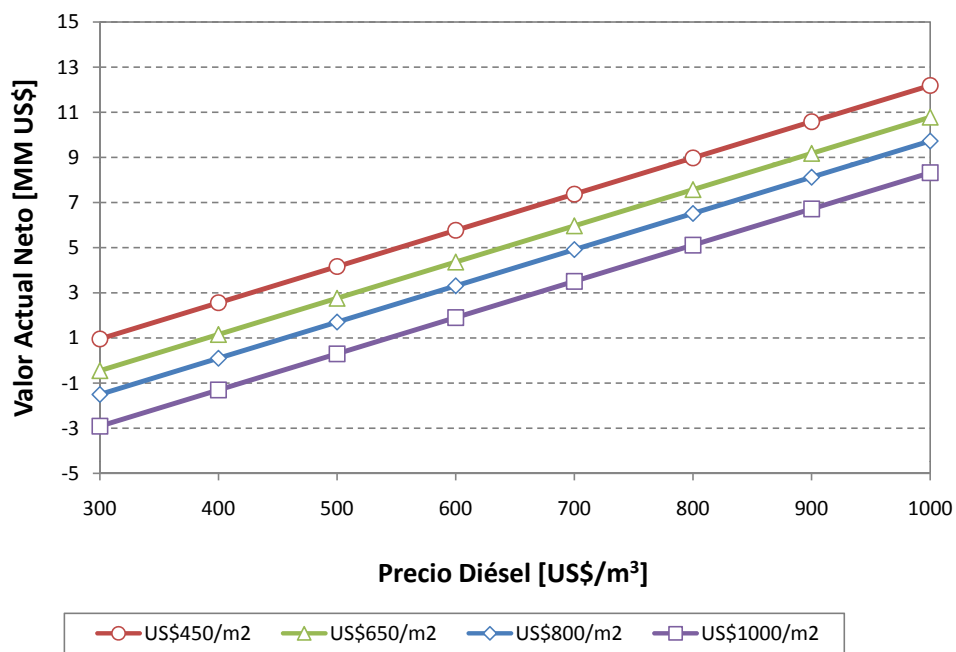


Figura D.3: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 7000 m².

Tamaño de campo = 8.000 m^2

Precio [US\$/m ³]	Optimista	Estándar	Conservador	Pesimista
300	1.391.014	-215.538	-1.420.452	-3.027.005
400	3.371.278	1.764.726	559.811	-1.046.741
500	5.351.542	3.744.989	2.540.075	933.523
600	7.331.805	5.725.253	4.520.339	2.913.786
700	9.312.069	7.705.516	6.500.602	4.894.050
800	11.292.332	9.685.780	8.480.866	6.874.313
900	13.272.596	11.666.044	10.461.129	8.854.577
1000	15.252.860	13.646.307	12.441.393	10.834.841

Tabla D.4: Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.

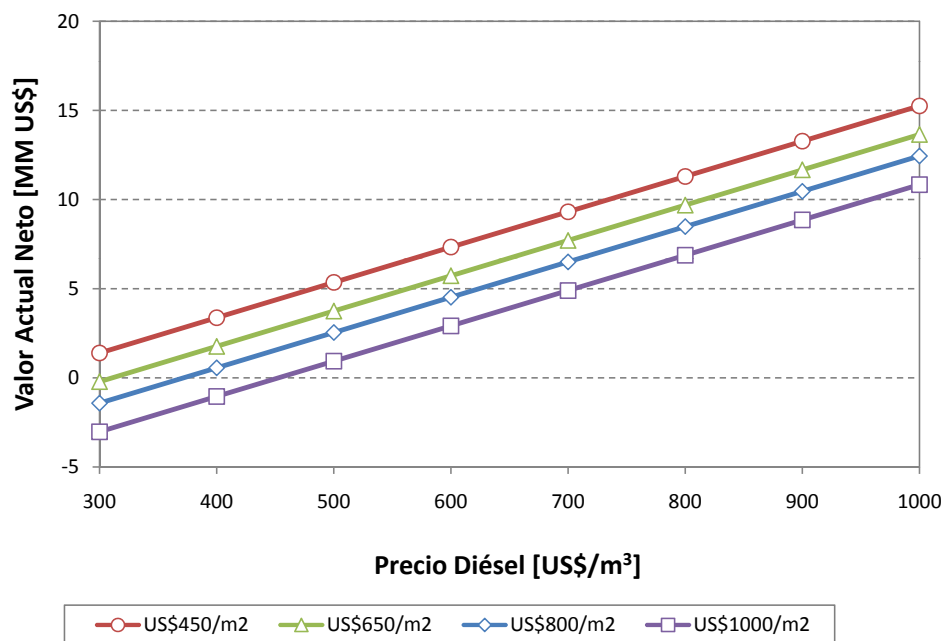


Figura D.4: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 8000 m^2 .

Tamaño de campo = 9.000 m²

Precio [US\$/m ³]	Optimista	Estándar	Conservador	Pesimista
300	1.502.752	-304.619	-1.660.148	-3.467.519
400	3.844.309	2.036.938	681.409	-1.125.962
500	6.185.866	4.378.495	3.022.966	1.215.595
600	8.527.423	6.720.052	5.364.524	3.557.152
700	10.868.981	9.061.609	7.706.081	5.898.709
800	13.210.538	11.403.166	10.047.638	8.240.266
900	15.552.095	13.744.724	12.389.195	10.581.824
1000	17.893.652	16.086.281	14.730.752	12.923.381

Tabla D.5: Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.

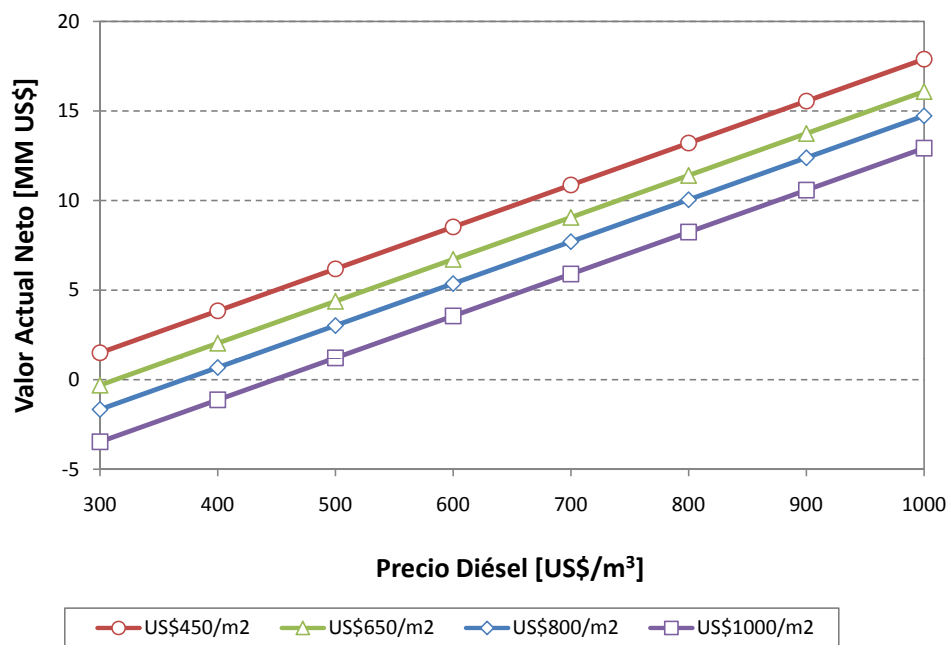


Figura D.5: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 9000 m².

Tamaño de campo = 10.000 m^2

Precio [US\$/m ³]	Optimista	Estándar	Conservador	Pesimista
300	1.421.923	-586.267	-2.092.410	-4.100.601
400	4.075.015	2.066.824	560.682	-1.447.509
500	6.728.106	4.719.916	3.213.773	1.205.583
600	9.381.198	7.373.008	5.866.865	3.858.675
700	12.034.290	10.026.100	8.519.957	6.511.766
800	14.687.382	12.679.191	11.173.048	9.164.858
900	17.340.473	15.332.283	13.826.140	11.817.950
1000	19.993.565	17.985.375	16.479.232	14.471.041

Tabla D.6: Análisis de sensibilidad del VAN, en función del precio del campo de colectores y Diésel.

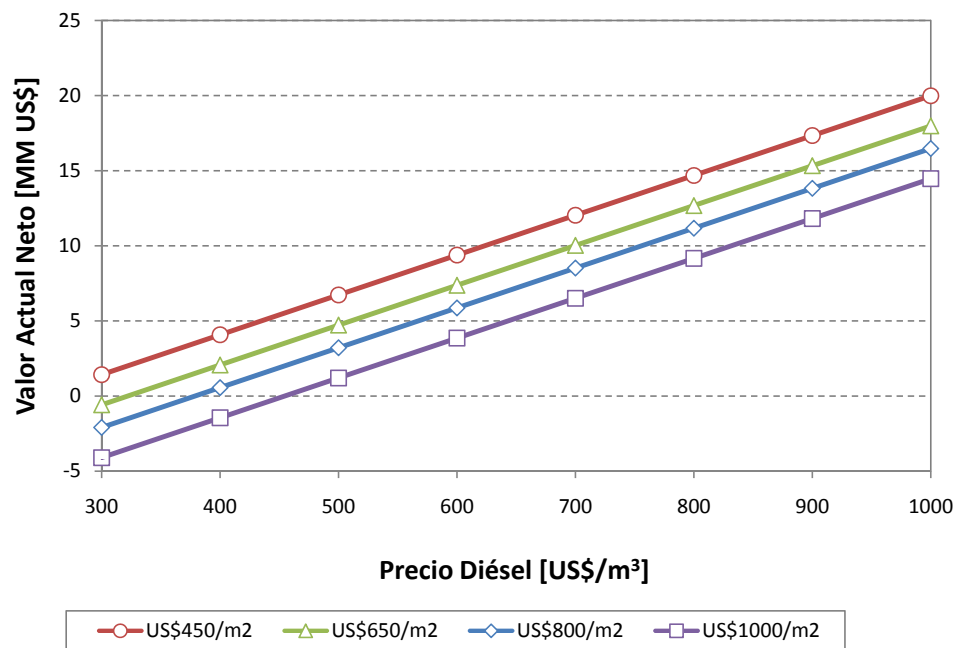


Figura D.6: Análisis de sensibilidad del VAN en función del precio del Diésel, para una planta de 10000 m^2 .