



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

**ELEMENTOS PARA LA CREACIÓN DE UN MANUAL DE BUENAS  
PRÁCTICAS PARA INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS  
DOMICILIARIAS**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
MECÁNICO**

**HANS CHRISTIAN PETERSEN OEHNINGER**

PROFESOR GUÍA:  
ROBERTO ROMÁN L.  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RAMÓN FREDERICK G.  
ÁLVARO VALENCIA M.

**Santiago de Chile, 06 de Septiembre del 2007**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TITULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO  
POR: HANS PETERSEN O.

FECHA: 06/09/2007

PROF. GUIA: SR. ROBERTO ROMÁN L.

## RESUMEN

El mercado de la energía solar térmica en Chile se ha visto perjudicado enormemente por la falta de una normativa básica que asegure estándares de calidad mínimos. El resultado de esto, es un mercado no competitivo en el cual se ofrecen productos de calidad cuestionable que afectan la reputación de esta tecnología.

Chile tienen un potencial único en el mundo para el aprovechamiento del recurso solar y el 42 % de la población no cuenta con agua caliente sanitaria. Lo anterior permite especular que dada una normativa adecuada en el sector, la tecnología será insertada en corto tiempo en el mercado.

El objetivo de este trabajo es, por lo tanto, avanzar en la creación de una normativa básica para instalaciones solares térmicas de baja temperatura que asegure desempeños mínimos. Esto favorecerá en gran medida la tecnología estudiada ya que el usuario obtendrá un producto con diseño serio que le dará una mayor confianza a la hora de evaluar alternativas. Lo anterior permitirá una mayor penetración en el mercado chileno de la tecnología.

Se analiza la normativa internacional existente como referencia para avanzar en la creación de elementos de utilidad en el diseño y dimensionamiento de instalaciones solares térmicas.

El procedimiento es estudiar la tecnología de energía solar térmica con especial énfasis en agua caliente sanitaria, luego analizar la normativa internacional, identificar puntos que pueden ser útiles en el territorio chileno, obtención de los datos correspondientes a nuestro territorio y verificación de su exactitud para finalmente crear elementos como tablas y gráficos que sean aplicables en nuestro territorio y que sean una herramienta útil para instaladores.

Luego de confeccionado el documento, se tendrá en Chile un antecedente de importancia que permitirá a los organismos pertinentes, confeccionar una norma para este tipo de instalaciones en el futuro. Además, previo a la existencia de la norma propiamente tal, este trabajo será una herramienta muy útil para los diseñadores e instaladores de este tipo de sistemas así como también para los clientes que en caso de dudas, podrán consultarlo e informarse debidamente antes de tomar una decisión de compra.

# NOMENCLATURA

## ALFABETICA

$A$	Superficie o área medida en $[m^2]$ .
$c_p$	Calor específico a presión constante. Se mide en $[J/(kg \cdot ^\circ C)]$ .
$E$	Poder emisivo. Se mide en $[W/m^2]$ .
$E_t$	Ecuación del tiempo. Se mide en minutos.
$G_b$	Irradiancia solar directa. Se mide en $[W/m^2]$ .
$G_d$	Irradiancia solar difusa. Se mide en $[W/m^2]$ .
$G_o$	Radiación extraterrestre sobre superficie horizontal. Se mide en $[W/m^2]$ .
$G_{on}$	Radiación extraterrestre sobre superficie normal a la radiación. Se mide en $[W/m^2]$ .
$G_{sc}$	Constante solar. Se mide en $[W/m^2]$ .
$h$	Altura angular solar. Se mide en $[^\circ]$ .
$H$	Irradiación solar. Se mide en $[J/m^2]$ .
$H_o$	Radiación extraterrestre sobre superficie horizontal integrada sobre un cierto período, usualmente un día. Se mide en $[J/(m^2 \cdot dia)]$ .
$\bar{H}_o$	Media mensual de radiación extraterrestre diaria. Se mide en $[J/(m^2 \cdot dia)]$ .
$\bar{H}_d/\bar{H}$	Proporción de radiación difusa mensual sobre radiación total.
$\bar{H}_T$	Radiación media mensual sobre plano inclinado.
$I_b$	Radiación solar directa. Se mide en $[W/m^2]$ .
$I_d$	Radiación solar difusa. Se mide en $[W/m^2]$ .
$I$	Radiación solar total. Se mide en $[W/m^2]$ .
$\bar{K}_T$	Índice adimensional de transparencia atmosférica.
$\dot{m}$	Caudal másico. Usualmente medido en $[kg/s]$ .
$N$	Horas de sol o duración del día. Medido en horas.
$\bar{N}$	Media mensual de las horas de sol diarias sin nubosidad. Medido en horas.
$n$	Día correlativo del año. ( $1 \leq n \leq 365$ )
$\bar{n}$	Media mensual de las horas de sol diarias con cielo despejado. Se mide en horas.
$\bar{n}_\delta$	Día del mes en el cual se produce $\bar{\delta}$ . ( $1 \leq \bar{n} \leq 365$ )

$Q_{abs}$	Calor o energía absorbida. Medida en [W].
$Q_{per}$	Calor o energía perdida. Medida en [W].
$Q_{util}$	Calor o energía util. Medida en [W].
$R_b$	Factor de corrección de radiación directa sobre superficie inclinada.
$R_d$	Factor de corrección de radiación difusa sobre superficie inclinada.
$R_r$	Factor de corrección de radiación reflejada sobre superficie inclinada.
$T_{cm}$	Temperatura de estagnación de un colector solar térmico en [°C].
$T_e$	Temperatura de entrada en [°C].
$T_s$	Temperatura de salida en [°C].
$T_r$	Temperatura del agua de red en [°C].

## GRIEGA

$\beta$	Inclinación de una superficie con respecto a la horizontal en [°]. ( $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$ )
$\gamma$	Ángulo azimutal. Medido en [°]. Norte=0°, Este negativo, Oeste positivo. ( $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ )
$\delta$	Declinación solar medida en [°]. Norte positivo, Sur negativo.
$\bar{\delta}$	Declinación promedio de un mes medida en [°]. Norte positivo, Sur negativo.
$\eta$	Rendimiento.
$\theta_z$	Ángulo de incidencia sobre una superficie. Medido en [°]. ( $0^\circ \leq \theta_z \leq 90^\circ$ )
$\theta_{zt}$	Ángulo zenital. Medido en [°]. ( $0^\circ \leq \theta_{zt} \leq 90^\circ$ )
$\rho$	Albedo de superficie.
$\phi$	Latitud medida en [°]. Norte positivo, Sur negativo.
$\omega$	Ángulo horario. Medido en [°]. Norte=0°, Este negativo, Oeste positivo. ( $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ )
$\omega_r$	Ángulo horario de salida del sol. Medido en [°]. Norte=0°, Este negativo, Oeste positivo. ( $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ )
$\omega_s$	Ángulo horario de puesta del sol. Medido en [°]. Norte=0°, Este negativo, Oeste positivo. ( $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ )

# Índice

<b>Índice de cuadros</b>	<b>1</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>3</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>5</b>
1.1. Antecedentes Generales . . . . .	5
1.2. Motivación . . . . .	5
1.3. Objetivos . . . . .	7
1.3.1. Objetivo general . . . . .	7
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	7
1.4. Alcances . . . . .	7
<b>2. Antecedentes Bibliográficos</b>	<b>9</b>
2.1. Energías Renovables en Chile . . . . .	9
2.2. Radiación Solar . . . . .	10
2.3. Captación Térmica de la Energía Solar . . . . .	12
2.3.1. Subsistema de Captación . . . . .	13
2.3.2. Subsistema de Acumulación . . . . .	17
2.3.3. Subsistema de Distribución . . . . .	19
2.3.4. Sistemas Solares . . . . .	20
2.3.5. Clasificación de Sistemas Solares . . . . .	27
2.4. Trabajos existentes y normativa . . . . .	28
2.5. Estimación de la Radiación Solar Terrestre . . . . .	29
2.5.1. Terminología . . . . .	29
2.5.2. Dirección de la Radiación Directa . . . . .	32
2.5.3. Radiación Extraterrestre sobre Superficie Horizontal . . . . .	34
2.5.4. Estimación de la Media Mensual de la Radiación Solar Diaria . . . . .	35
2.5.5. Media Mensual de Radiación Directa sobre Superficie Inclinada . . . . .	39

2.5.6.	Relación entre transparencia y radiación difusa . . . . .	40
2.5.7.	Radiación Total sobre Superficie Inclinada . . . . .	41
2.5.8.	Modelos de Radiación de Día Claro . . . . .	46
2.6.	Dimensionamiento de Instalaciones Solares Térmicas . . . . .	47
2.6.1.	Dimensionamiento por Método de Carta-F . . . . .	47
<b>3.</b>	<b>Metodología Específica y Resultados</b>	<b>52</b>
3.1.	Información General . . . . .	52
3.2.	Temperaturas Ambientales . . . . .	54
3.3.	Temperaturas del agua de red . . . . .	55
3.4.	Demandas de agua caliente por tipo de vivienda . . . . .	56
3.5.	Radiaciones . . . . .	57
3.5.1.	Datos recopilados . . . . .	57
3.5.2.	Datos estimados . . . . .	59
3.6.	Pérdidas de radiación por orientación e inclinación . . . . .	60
3.7.	Pérdidas por sombras . . . . .	67
3.7.1.	Pérdidas por obstáculos . . . . .	67
3.7.2.	Distancia mínima entre filas de captadores . . . . .	70
<b>4.</b>	<b>Resultados y Discusión</b>	<b>73</b>
4.1.	Temperaturas ambientales . . . . .	73
4.2.	Temperaturas del agua de la red . . . . .	77
4.3.	Radiaciones . . . . .	79
4.4.	Pérdidas por orientación e inclinación . . . . .	85
4.5.	Pérdidas por sombras . . . . .	86
4.5.1.	Pérdidas por obstáculos . . . . .	86
4.5.2.	Distancia mínima entre filas de captadores . . . . .	87
<b>5.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>90</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>92</b>
	<b>A. Información de Datos de Radiación</b>	<b>95</b>
	<b>B. Gráficos de Correlación de Angstrom</b>	<b>97</b>
	<b>C. Diagramas Polares de Pérdidas por Orientación e Inclinación</b>	<b>105</b>

<b>D. Diagramas de Trayectorias del Sol</b>	<b>112</b>
<b>E. Tablas de Pérdidas de Radiación por Sombras</b>	<b>117</b>
<b>F. Factor k de Distancia Mínima entre Captadores</b>	<b>126</b>

## Índice de cuadros

2.1. Tabla de clasificación de sistemas solares térmicos. Fuente:[25]. . . . .	28
2.2. Días promedio recomendados para cada mes del año. Fuente:[11] . . . . .	35
2.3. Constantes Climáticas para usar en la Ecuación 2.21. Fuente:[2] . . . . .	37
2.4. Clasificación Climática de Trewartha. Fuente:[2] . . . . .	38
2.5. Clasificación de Vegetación de Kùchler. Fuente:[2] . . . . .	38
3.1. Lista de Ciudades Chilenas Seleccionadas. . . . .	53
3.2. Demandas de Agua Caliente Sanitaria por Tipo de Construcción. Fuente:[1] . . . . .	57
3.3. Ejemplo de aplicación de metodología para obtener constantes de Angstrom. Caso: Pudahuel, Santiago. . . . .	63
4.1. Temperaturas mínimas históricas para ciudades chilenas. Fuente:[14] . . . . .	74
4.2. Temperaturas diarias medias mensuales. Fuente: Propia con datos obtenidos de [14]	75
4.3. Media mensual de temperaturas ambientales medias diarias durante el día para lo- calidades principales de Chile. . . . .	76
4.4. Temperatura del Agua de la Red. . . . .	78
4.5. Medias mensuales de radiación global diaria extraídas del WRDC ruso (en $J/(cm^2 \cdot$ $dia)$ ). . . . .	80
4.6. Medias mensuales de horas de sol diarias extraídas del WRDC ruso (en (hrs./dia)). .	81
4.7. Constantes de Angstrom para Chile. . . . .	82



4.8. Constantes de Angstrom para Chile. (* = Constantes estimadas). . . . .	83
4.9. Medias mensuales de radiación global diaria(en $J/(cm^2 \cdot dia)$ ). (* = Radiaciones estimadas con método de Angstrom) . . . . .	84
4.10. Tabla de pérdidas de radiación por sombreado para LAT=35°. Aplicable a Santiago.	88

## Índice de figuras

1.1. Emisiones de $CO_2$ en el mundo, principal culpable del efecto invernadero. Fuente:[21]	6
2.1. Consumo bruto de energía primaria en Chile (2001). Fuente:[22]	10
2.2. Espectro de radiación solar. Fuente: Wikipedia.	11
2.3. Radiación solar promedio anual en el mundo. Fuente:[24]	12
2.4. Estructura básica de un colector solar plano. Fuente:[25]	14
2.5. Conjunto de colectores solares planos en el techo de una vivienda	14
2.6. Curva de eficiencia de un colector plano típico. Fuente:[25]	17
2.7. Sistemas por termosifón.	21
2.8. Sistema Termosolar de Circuito Abierto. Fuente:[28]	22
2.9. Sistema Termosolar de Circuito Cerrado. Fuente:[28]	23
2.10. Fuente auxiliar en paralelo.	24
2.11. Fuente auxiliar en serie.	24
2.12. Fuente auxiliar en el estanque acumulador.	25
2.13. Dos estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio.	25
2.14. Dos estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio y bomba de transferencia.	26
2.15. Tres estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio.	26
2.16. Tres estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio y bomba de transferencia.	27

---

2.17. Coordenadas solares y ángulos de importancia. . . . .	32
3.1. Ejemplo de Curva de Temperatura Horaria. . . . .	56
3.2. Despliegue gráfico de fuente de datos rusa. Fuente:[15] . . . . .	58
3.3. Despliegue gráfico de fuente de datos rusa. Fuente:[15] . . . . .	59
3.4. Correlación de Angstrom. . . . .	61
3.5. Planilla de obtención de datos. . . . .	64
3.6. Planilla resumen de factores de corrección $\bar{R}$ medios anuales. Caso: Arica. . . . .	65
3.7. Tabla de proporción de energía captada con respecto al máximo anual. Caso: Arica. . . . .	66
3.8. Programación de modelo de Perrin de Brichambaut en planilla Excel. . . . .	69
3.9. Diagrama de trayectorias del sol durante el año. Caso: Santiago. . . . .	71
3.10. Problema de distancia mínima entre captadores. Vista en Perspectiva. . . . .	71
3.11. Problema de distancia mínima entre captadores. Vista en Planta. . . . .	72
4.1. Tabla de proporción de energía captada con respecto al máximo anual. Caso: Arica. . . . .	86
4.2. Diagrama de trayectorias del sol para LAT=35° con obstáculo. . . . .	89

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes Generales

Todo sector tecnológico requiere, para su correcta consolidación y desarrollo, de un marco de procedimientos, normas, estándares y buenas prácticas. Esto porque, de no existir, se produce una situación caótica que afecta la reputación y por tanto, dificulta la implementación del sector.

En cuanto a instalaciones solares térmicas o de otro tipo, el entorno en Chile es muy precario. Solo desde el año 2004 existe una normativa básica en cuanto a ensayos de algunos componentes y este año se está elaborando la normativa inicial en cuanto a instalaciones fotovoltaicas aisladas, pero no existe el marco aceptado de procedimientos, estándares y buenas prácticas aludido.

El resultado de la situación actual es la existencia de muchas empresas que prestan servicios de instalación de calidad cuestionable y bajas prestaciones. Al no haber estándares aceptados, cada empresa ofrece productos distintos con prestaciones variadas y desconocidas para el consumidor, quien no tiene un parámetro claro para discriminar por calidad. Debido a todo lo anterior, el mercado solar térmico se encuentra estancado pues no se dan las condiciones adecuadas que permitan una sana competitividad entre los distintos actores que lleve a un mejoramiento gradual de la tecnología y del mercado en general.

### 1.2. Motivación

Tanto Chile como el resto del mundo busca la independización de sus fuentes de energía que permita un desarrollo sustentable y constante del país. Por todos es conocida la situación actual de escasez energética a nivel mundial. Específicamente en Chile se tiene el grave problema de abastecimiento de gas natural con los vecinos argentinos que provoca constantes preocupaciones en

todos los sectores económicos.

Por otro lado, la situación ambiental mundial también preocupa a los países. En Europa y otras partes del mundo se ha generado un mercado de bonos de carbono que presiona a los países industrializados a disminuir sus emisiones contaminantes en el futuro cercano. Todo esto está impulsado por la preocupación global existente en cuanto a los cambios climáticos que está sufriendo nuestro planeta debidos al efecto invernadero provocado por la gran contaminación de nuestra atmósfera (ver emisiones de  $CO_2$  en el mundo<sup>1</sup> en la figura 1.1).

El resultado de esto es una gran conciencia a nivel global por la contaminación producida por combustibles fósiles y en general un alza constante del costo de este tipo de fuentes de energía debido a los agotamientos graduales de las reservas, inestabilidades políticas en países productores y a las externalidades negativas asociadas.

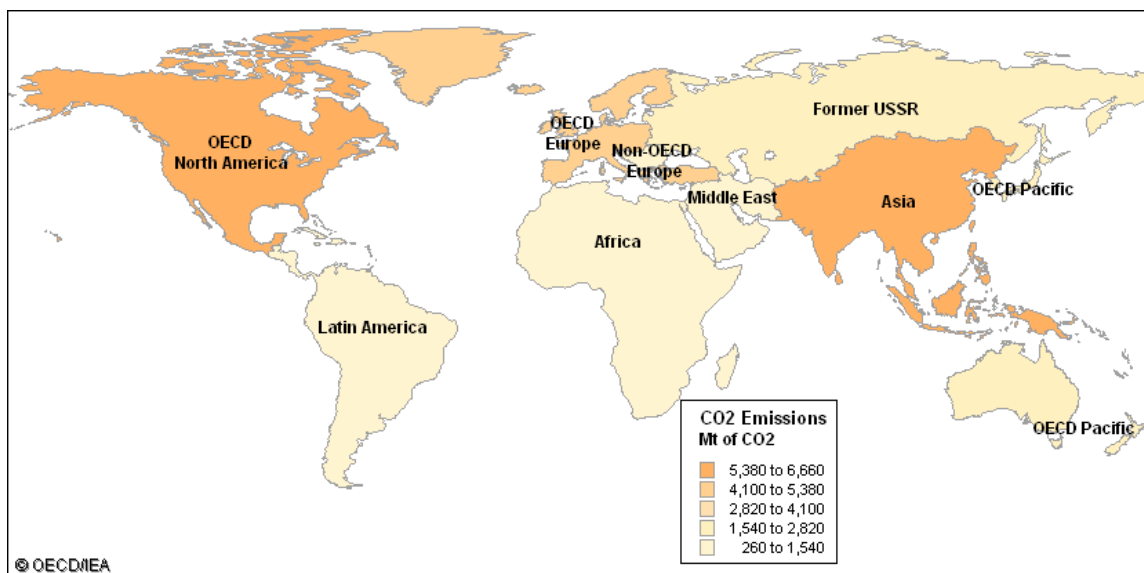


Figura 1.1: Emisiones de  $CO_2$  en el mundo, principal culpable del efecto invernadero. Fuente:[21]

Si se suman los dos efectos anteriores y se aplican a Chile, se tiene un escenario en el cual cada vez serán más rentables e interesantes las tecnologías limpias de generación de energía como la solar térmica. Es por esto que el presente trabajo es de suma importancia para nuestro país.

<sup>1</sup>Las emisiones fueron calculadas de acuerdo a los datos de energía de IEA y los métodos estándar y factores de emisión obtenidos del “Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”, IPCC/OECD/IEA Paris, 1997

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo general

- Como objetivo general se tiene avanzar en la creación de elementos de diseño y buenas prácticas para instalaciones solares térmicas de baja temperatura en Chile. Se busca recopilar información y crear con ella herramientas que permitan mejorar este tipo de tecnologías en Chile, proporcionando procedimientos adecuados de cálculo que maximicen su rendimiento.

### 1.3.2. Objetivos específicos

- Estudio de la tecnología de energía solar térmica y en especial su aplicación en agua caliente sanitaria residencial.
- Estudio de la normativa internacional vigente[1] relacionada al tema.
- Identificación de aspectos comunes en la normativa internacional que permitan su adecuación y posterior utilización en nuestro país. Este punto se llevará a cabo con la ayuda del grupo técnico de energía solar de la CDT<sup>2</sup> con el objeto de contar con la opinión de expertos en la materia.
- Recopilación de datos correspondientes al territorio chileno. Esto incluye datos geográficos y climatológicos, radiaciones solares, temperaturas de la red de agua potable, entre otros.
- Validación de los datos adquiridos por medio de comparaciones con modelos universalmente aceptados.
- Creación de elementos (ecuaciones, gráficos y tablas) de aplicación en el territorio nacional.
- Creación de herramientas computacionales que faciliten el trabajo de diseño.

## 1.4. Alcances

Existen sistemas de captación térmica de alta temperatura como por ejemplo, concentradores solares que pueden trabajar a temperaturas más altas que 150°C, pero este trabajo se enfoca exclusivamente a los sistemas que utilizan fluidos a no más de 80°C y colectores planos. Estos son los llamados sistemas térmicos de baja temperatura.

---

<sup>2</sup>Corporación de Desarrollo Tecnológico, perteneciente a la Cámara Chilena de la Construcción.

Por otro lado, si bien se analizarán algunas características de los subsistemas y las configuraciones mas comunes de las instalaciones solares térmicas, no se profundizará en las características de cada uno de sus componentes y las pruebas que se deben realizar a éstos. Tampoco se profundizará en los montajes y mantenimientos requeridos en las instalaciones.

Los problemas de acumulación y calidad del agua son de gran relevancia en estas instalaciones, sin embargo, no serán analizados en este trabajo debido a representar un tema muy amplio por sí solo. Es importante tener en cuenta que, por ejemplo, en muchos lugares hay problemas con la calidad de agua en cuanto a acidez y sólidos solubles lo que conlleva a incrustaciones y corrosión en las cañerías. Además, la presión máxima de la red con frecuencia supera los 4 bar y es común que existan puntas de presión de 8 a 10 bar, lo cual exige que los estanques sean adecuados para trabajar en estas condiciones. Algunos de los temas relacionados con el agua, obligados a analizar en estas instalaciones, y que en este trabajo se excluyen son los siguientes:

- Procedimientos, estándares, ensayos y materiales para estanques acumuladores solares. Esto incluye métodos y espesores mínimos de aislantes, conexiones, acoplamiento a sistemas existentes, componentes auxiliares para asegurar el sistema (a modo de ejemplo, válvulas de purga y de alivio de presión o temperatura).
- Sistemas para evitar incrustaciones y/o corrosión, que aseguren larga vida útil. Incluye el tema de materiales, eventuales elementos de sacrificio, procedimientos de certificación, procedimientos de ensayo. Sistemas de control y mantención.
- Consideraciones sobre materiales que incluye temas tales como procedimientos aceptados de cálculo de estanques pequeños, materiales utilizados y recomendación de uso según la aplicación.

Por último, se sabe que existen muchas aplicaciones de la energía solar térmica para agua caliente en la construcción, pero en este trabajo el enfoque esta principalmente en las instalaciones residenciales, dejando fuera las instalaciones industriales debido a que representan un tema adicional que debe ser estudiado en particular.

## Capítulo 2

# Antecedentes Bibliográficos

### 2.1. Energías Renovables en Chile

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías están: la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa y la energía geotérmica.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más difundida es la hidráulica a gran escala.

Como energías renovables no convencionales (ERNC) se consideran la eólica, solar, geotérmica y la de los océanos. Además, existe una amplia gama de procesos de aprovechamiento de la energía de la biomasa que pueden ser catalogados como ERNC al igual que el aprovechamiento de la energía hidráulica en pequeñas escalas.

Al ser autóctonas y, dependiendo de su forma de aprovechamiento, generar impactos ambientales significativamente inferiores que las fuentes convencionales de energía, las ERNC pueden contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas alrededor del mundo. Sin embargo, la magnitud de dicha contribución y la viabilidad económica de su implantación, depende de las particularidades en cada país de elementos tales como el potencial explotable de los recursos renovables, su localización geográfica y las características de los mercados energéticos en los cuales compiten. Como se ve en el próximo punto, Chile tiene condiciones



particularmente favorables para la explotación de fuentes renovables de energía, en particular, la solar.

Históricamente la matriz energética de Chile ha contado con una participación importante de energías renovables, en particular de la energía hidráulica de gran escala utilizada para generación eléctrica. Esta participación ha disminuido en los últimos años producto del crecimiento de sectores que tienen un consumo intensivo de derivados del petróleo, como el transporte, y del aumento de la capacidad de generación eléctrica térmica a partir de gas natural (esto último ha cambiado radicalmente en los últimos meses debido al escenario de insuficiencia de suministro de gas natural en nuestro país). Sin perjuicio de ello, la participación de las energías renovables sigue siendo significativa en el abastecimiento energético nacional, tal como se desprende del balance de consumo bruto de energía primaria del año 2001 (Ver figura 2.1).

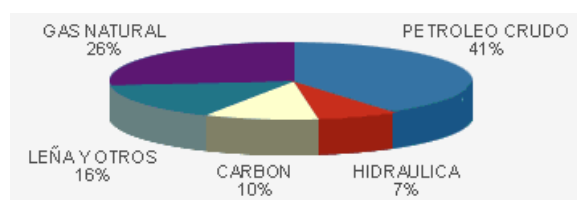


Figura 2.1: Consumo bruto de energía primaria en Chile (2001). Fuente:[22]

Por su parte, si bien en la figura anterior se aprecia que las ERNC presentan una participación marginal en el consumo bruto de energía en Chile, han tenido un gran espacio de desarrollo en el abastecimiento energético de zonas rurales. La estadística extraída del Censo del año 2002 es reveladora: más del 40 % de la población chilena no cuenta con agua caliente sanitaria en su vivienda. Aunque el gráfico 2.1 evidencia una nula participación del sector solar, se cree fielmente que habrá un crecimiento considerable una vez que el sector vaya siendo normado correctamente por medio de trabajos como el que se expone en este documento.

### 2.2. Radiación Solar

El sol es una esfera de unos 700.000 Km. de radio, que se encuentra a una distancia media de la tierra de 1 UA (Unidad Astronómica) correspondiente a  $1,495 \times 10^{11}$  Kms. Está constituido por una mezcla de gases compuesta, fundamentalmente, por un 70 % de hidrógeno y un 27 % de Helio. En el núcleo se producen continuamente reacciones nucleares de fusión que son la fuente de su energía y que mantienen su núcleo entre  $8 \times 10^6$  y  $40 \times 10^6$  °K. Esta energía fluye hacia capas externas y hacia el espacio por mecanismos de convección y radiación. Desde el punto de vista de

su aprovechamiento energético se puede considerar como una esfera que emite una radiación que se transmite a través del espacio a la velocidad de la luz y que se distribuye en una banda de longitudes de onda equivalentes a la de un cuerpo negro a alrededor de 6.000 °K de temperatura.

Una cantidad muy utilizada en energía solar es la Constante Solar,  $G_{sc}$ , que se define como la energía instantánea proveniente del sol, por unidad de tiempo, recibida sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación, a una distancia de 1 UA del sol y fuera de la atmósfera terrestre. Esta cantidad es muy utilizada en la energía solar. Su valor, actualmente aceptado a nivel internacional[2], y estimado con un error de  $\pm 1,5\%$  es:

$$G_{sc} = 1,353 \left[ \frac{W}{m^2} \right] = 4,872 \left[ \frac{KJ}{h \cdot m^2} \right] \quad (2.1)$$

Adicionalmente, se puede mencionar que esta energía esta distribuida en un espectro como el que se muestra en la figura 2.2 en el cual la mayoría de la energía esta en el rango visible, luego en el infrarrojo(IR) y por último en el ultravioleta(UV). Para alcanzar la superficie terrestre, la radiación solar debe atravesar la atmósfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción, y difusión que disminuyen la intensidad final de radiación que alcanza la superficie. Este último hecho se verifica en la figura 2.2 al comparar la línea superior (radiación total en la periferia atmosférica) con la inferior (radiación total en la superficie terrestre).

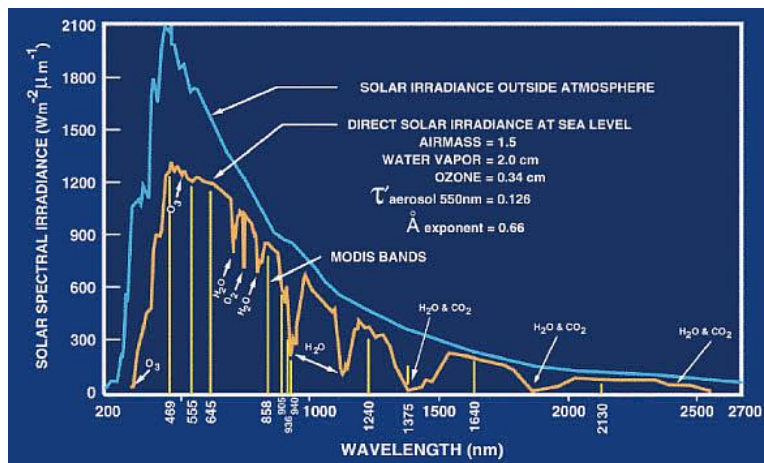


Figura 2.2: Espectro de radiación solar. Fuente: Wikipedia.

Evidentemente, la radiación solar que llega a la superficie terrestre también varía de acuerdo al lugar geográfico en donde se mida. En Chile, la energía solar es utilizada preferentemente en la zona centro-norte del país, en donde existe un nivel de radiación promedio anual muy alto.

Específicamente entre las regiones I y IV, el potencial de energía solar puede clasificarse entre los más elevados del mundo (Ver figura 2.3).

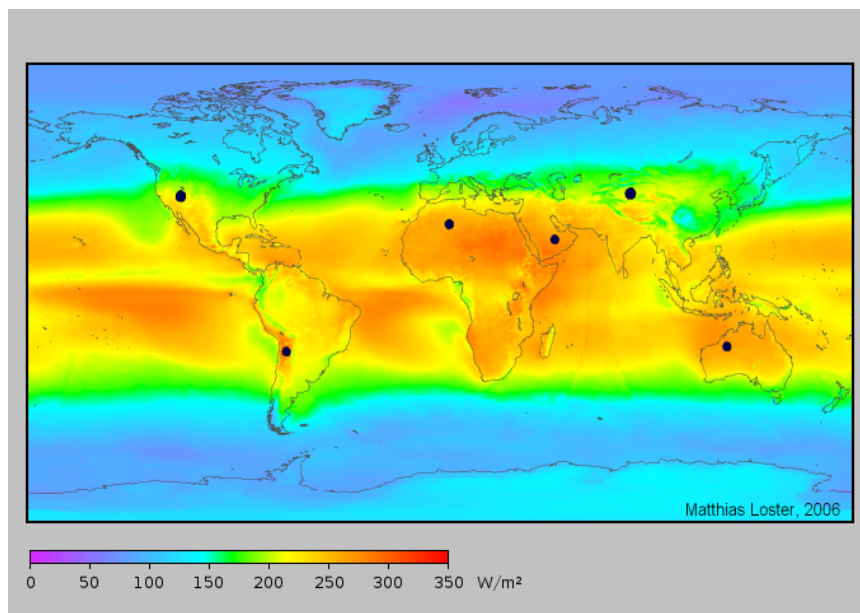


Figura 2.3: Radiación solar promedio anual en el mundo. Fuente:[24]

Estas condiciones hacen de Chile un lugar ideal para el aprovechamiento del recurso solar, por lo cual, las instalaciones solares térmicas tienen un gran potencial de desarrollo en nuestro país.

### 2.3. Captación Térmica de la Energía Solar

A modo de introducir la tecnología de energía solar térmica, se explica a continuación en qué consiste y se describen los sistemas y componentes de algunas instalaciones típicas.

Recibe el nombre de energía solar aquella que proviene del aprovechamiento directo de la radiación del sol y de la cual se obtiene calor y/o electricidad. El calor se obtiene mediante colectores térmicos y la electricidad a través de paneles fotovoltaicos. Este trabajo se enfoca en la transformación térmica.

Se entiende por captación térmica de la energía solar al procedimiento de transformación de la energía radiante del sol en calor o energía térmica. Se hará referencia a aplicaciones de la energía solar a baja temperatura cuando la energía térmica que se obtiene se utiliza para temperaturas inferiores a 80 °C. Existen también aplicaciones de mayor temperatura, pero ellas están fuera del alcance de este trabajo.

En los sistemas de aprovechamiento térmico, el calor recogido en los colectores solares puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades, como por ejemplo, la obtención de agua caliente para consumo doméstico, industrial, calefacción, aplicaciones agrícolas, entre otras. En este trabajo el enfoque está en instalaciones que satisfacen consumos domésticos.

Para poder estudiar el tema con propiedad, primero es necesario entender el funcionamiento básico del sistema, para lo cual es necesario dividirlo en tres subsistemas principales:

- Subsistema de Captación
- Subsistema de Acumulación
- Subsistema de Distribución

### **2.3.1. Subsistema de Captación**

Cuando se expone una placa metálica al sol, se calienta, pero si además esta placa es negra, la energía radiante del sol es absorbida en mayor medida. Cuando la placa negra, que llamaremos absorbedor, se calienta, ésta aumenta su temperatura con lo cual comienza a perder calor por distintos mecanismos: por conducción a través de los soportes que lo sujetan, por convección a través del aire que le rodea y por radiación.

Al colocar un vidrio entre la placa absorbidora y el sol, ocurre que como el vidrio es en su mayoría transparente a la radiación solar (de onda corta) pero es opaco a la radiación infrarroja (de onda larga), la energía solar pasa hacia el interior, pero luego al calentarse el absorbedor en el interior, el vidrio no deja pasar la radiación de onda larga emitida hacia afuera. De esta forma se produce una “trampa energética de radiaciones” que impide que la energía radiante que ha atravesado el vidrio vuelva a salir. Adicionalmente, el vidrio también evita el contacto directo de la placa con el aire ambiente con lo que, además, evita las pérdidas por convección. Estos fenómenos constituyen el denominado efecto invernadero que permite aprovechar de mucho mejor manera la energía solar.

Si se completa el conjunto de la placa absorbidora con el vidrio, aislándolos por la parte posterior y por los laterales, se consigue minimizar el último factor de pérdidas energéticas antes visto; la conducción. Por último, si a la placa se le adhiere un serpentín o un circuito de tubos por la que se pueda circular un fluido, se habrá conseguido que éste aumente su temperatura al estar en contacto con la placa con lo que se estará evacuando la energía térmica de ésta. Si todo el conjunto anterior se encierra en una caja para sujetar todos los componentes y evitar que se deterioren por los agentes

exteriores, se habrá construido el denominado captador solar plano (ver figura 2.4).

### Colector Solar Plano

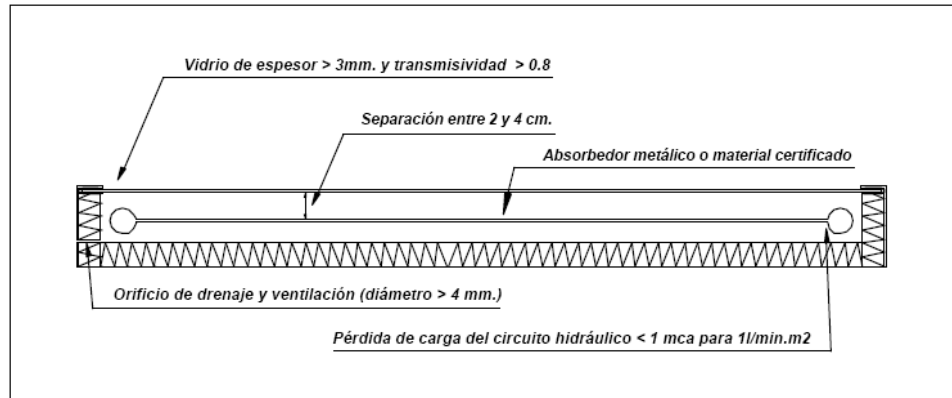


Figura 2.4: Estructura básica de un colector solar plano. Fuente:[25]

El colector(o captador) solar es entonces, el elemento encargado de captar la energía contenida en la radiación solar y transferirla a un fluido a calentar. El tipo de colectores más extendido es el denominado colector solar plano(ver figura 2.5) debido a su gran simplicidad y bajo costo de construcción. Existen sin embargo, distintos tipos de colectores que, si bien se encuentran en fase comercial o de experimentación, tienen un grado de implantación menor, como son los colectores solares de vacío (muy empleados en países como Alemania y Suiza) y los colectores cilíndrico-parabólicos. Éstos últimos tienen mayores eficiencias de conversión pero son mas caros que los planos simples y por ser concentradores, trabajan a temperaturas mayores a los 100°C por lo que están fuera del alcance de este trabajo.



Figura 2.5: Conjunto de colectores solares planos en el techo de una vivienda

Los colectores solares planos destinados al calentamiento de agua pueden estar fabricados en distintos materiales (acero, cobre, aluminio, plásticos, etc.) pero están basados siempre en el mismo principio de efecto invernadero. Es importante notar que son los elementos más susceptibles de mejorar en el sistema ya que su eficiencia en las condiciones de uso habituales es de alrededor de un 50 % actualmente (Ver próxima sección).

### Rendimiento de Captadores Solares Planos

El principio de funcionamiento de los colectores solares planos ha sido ampliamente estudiado en la literatura y consiste de estudios no muy triviales de transferencia de calor, óptica y mecánica de fluidos. Dado que el objeto de este trabajo no es el estudio de los colectores en sí, se revisa de manera sucinta pero eficaz el funcionamiento de estos aparatos.

La energía útil que se obtiene de un captador  $Q_{util}$  (en W) puede determinarse mediante la fórmula que calcula el calor que extrae el fluido caloportador (de calor específico  $c_p$  en J/kg°C) en función del caudal másico  $\dot{m}$  (en kg/s) y la diferencia de temperaturas entre la entrada  $T_e$  y la salida  $T_s$ :

$$Q_{util} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_s - T_e) \quad (2.2)$$

El rendimiento del captador es la relación entre la energía útil y la radiación solar total que incide sobre el mismo:

$$\eta = \frac{Q_{util}}{I \cdot A} \quad (2.3)$$

siendo  $I$  la irradiancia incidente sobre el captador (en W/m<sup>2</sup>) y  $A$  la superficie útil del mismo (en m<sup>2</sup>).

Por otro lado, la energía útil puede calcularse también como la diferencia entre la energía que llega a la superficie exterior del vidrio y la energía que se pierde debido a la presencia de éste (transmisión por ej.) y a características de la placa absorbadora. Por tanto, la energía absorbida puede expresarse como:

$$Q_{abs} = a \cdot I \cdot A \quad (2.4)$$

donde  $a$  es una constante entre 0 y 1 que representa las pérdidas tanto por una transmitancia

imperfecta en el vidrio (eficiencia óptica) como por una absorción imperfecta en la placa.

Las pérdidas térmicas del captador son proporcionales a su superficie y a la diferencia de temperatura del absorbedor  $T_e$  con la temperatura ambiente  $T_a$  por la expresión:

$$Q_{per} = b \cdot (T_e - T_a) \cdot A \quad (2.5)$$

donde  $b$  es una constante entre 0 y 1 que representa las pérdidas térmicas tanto por radiación infrarroja como por convección y conducción al ambiente.

Por lo tanto, el rendimiento del captador puede expresarse, de una manera muy simplificada, como:

$$\eta = \frac{Q_{util}}{(I \cdot A)} = \frac{Q_{abs} - Q_{per}}{I \cdot A} = a - b \cdot \frac{T_e - T_a}{I} \quad (2.6)$$

La gracia de este simple método, es que permite identificar las variables relevantes en el rendimiento del colector. La curva de rendimiento del captador plano puede determinarse experimentalmente realizando medidas de prestaciones reales y ajustando una recta a los valores obtenidos. Este ajuste lineal es posible debido a que las pérdidas térmicas asociadas a fenómenos radiativos, que son fuertemente exponenciales, son poco relevantes en el rango de temperaturas en el que se trabaja usualmente y por lo tanto, las pérdidas térmicas son principalmente conductivas y convectivas, es decir, lineales. En la figura 2.6 se aprecia que el efecto de fenómenos radiativos sólo son importantes a altas temperaturas y por lo tanto una aproximación lineal es válida para temperaturas de operación relativamente bajas.

Con la función de rendimiento se determina la parte de la radiación incidente que el captador transforma en energía térmica en función de la diferencia de temperaturas y de la irradiancia.

La función de rendimiento permite conocer el rendimiento máximo del captador que se obtiene para  $T_e = T_a$  y vale  $\eta_{max} = a$ .

También se puede determinar la temperatura máxima  $T_{cm}$  que puede alcanzar un captador, que se obtiene cuando  $\eta = 0$  y vale  $T_{cm} = T_a + \frac{a \cdot I}{b}$ . Éste es el llamado punto de estagnación del colector, en el cual ya no absorbe mas energía.

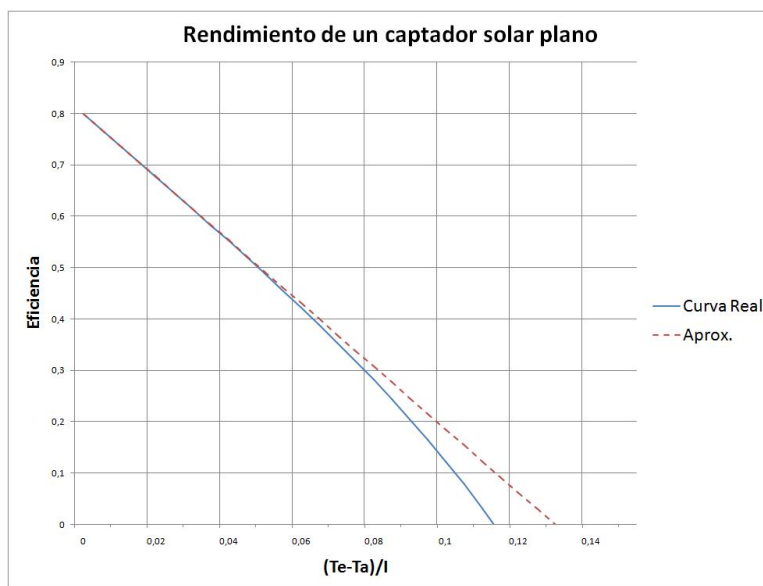


Figura 2.6: Curva de eficiencia de un colector plano típico. Fuente:[25]

Lo que se debe recalcar de este gráfico es que el rendimiento de los colectores mejora cuanto menor sea la temperatura exigida en el fluido caloportador, puesto que a mayor temperatura dentro de la caja (en relación con la exterior), mayores serán las pérdidas por transmisión en el vidrio y por conducción a través de las paredes de la caja. Además, mientras mas caliente está la placa absorbidora, mayor será la radiación recibida y absorbida por el vidrio en su cara interior (debido a la opacidad del vidrio a radiaciones infrarrojas) y mayores serán las pérdidas por convección en la cara exterior de éste.

De todo esto, se concluye que el uso más adecuado de los colectores solares planos es para la preparación de agua caliente a baja temperatura.

### 2.3.2. Subsistema de Acumulación

Tanto la energía que se recibe del sol como la demanda de agua caliente son magnitudes que fluctúan en el tiempo. Es muy usual que los requerimientos de consumo se produzcan cuando no se dispone de suficiente radiación (ej. muy de madrugada antes de la salida del sol). Por tanto, con el objeto de aprovechar al máximo la energía solar, se hace necesario disponer de acumuladores que permitan satisfacer demandas a cualquier hora del día.

El acumulador solar es entonces el depósito donde se acumula el agua que posteriormente se destina al consumo doméstico, ya sea en grifos y ducha o en el sistema de calefacción. El acumulador



suele ser también calentador en los casos en que se ocupa energía auxiliar externa (ej. resistencia eléctrica al interior del estanque). Por último, también se usa ubicar el intercambiador de calor al interior del estanque en los casos en que se trate de circuitos cerrados (ver más adelante la Tabla 2.1). Es siempre recomendable en instalaciones de 3 ó mas colectores, utilizar circuitos cerrados para evitar problemas de calidad de agua, por lo que se hablará principalmente de ellos en lo que sigue.

Al ser los acumuladores de agua caliente un elemento clave en la instalación, deben contar con una muy buena aislación para minimizar las pérdidas por este concepto.

Un buen acumulador está formado por un depósito perfectamente aislado (con espuma dura de poliuretano por ej.) y con un serpentín en el interior (en el caso de circuitos cerrados con intercambiador de calor), por el que circula el fluido caliente que procede de los captadores solares y que cede el calor al agua que lo rodea.

Otra configuración de los intercambiadores de calor en acumuladores es el de doble envolvente, un depósito dentro de otro. En el interior se aloja el agua a calentar y por el exterior circula el fluido caliente procedente de los captadores solares. De esta forma se obtiene una mayor superficie de contacto y por lo tanto mayor eficacia de intercambio.

Los acumuladores permiten integrar perfectamente la energía solar térmica a un sistema de calefacción a gas, siendo ésta el elemento en el que confluyen los aportes energéticos de los captadores y la caldera. Para ello se utilizan acumuladores con doble serpentín, el inferior para el líquido procedente de los captadores solares (a menor temperatura) y el superior para agua procedente de la caldera (a mayor temperatura). Otra opción para el mismo objetivo son los acumuladores de doble envolvente estratificados, donde el depósito exterior está dividido por zonas a distinta temperatura, la inferior para solar térmica y la superior para la caldera.

En el acumulador, el agua tiende a estratificarse por temperaturas debido a que las densidades son función de la temperatura. De esta manera, la temperatura en la parte superior del depósito será mayor a la de la parte inferior (esta diferencia es de 10°C y mas). Es importante potenciar este efecto utilizando depósitos verticales con la altura al menos igual al doble del diámetro y con difusores en las tuberías de entrada que minimicen la convección.

El agua que pasa por los colectores se toma de la parte inferior del depósito (zona fría) y retorna a la parte superior (zona caliente) por lo que el rendimiento de la instalación se verá favorecido al trabajar a temperaturas lo más bajas posibles. El agua para consumo se extrae también de la zona superior del depósito de manera de extraer el líquido mas caliente primero.

La dimensión de los tanques de almacenamiento debe ser proporcional al consumo estimado y debe cubrir la demanda de agua caliente de al menos un día como para que sea realmente útil. Es importante determinar la relación superficie de captación/volumen de acumulación adecuada para la aplicación ya que grandes superficies de captación con volúmenes relativamente pequeños dan lugar a temperaturas de almacenamiento (y de trabajo) más altas, lo que podría implicar una reducción de la eficiencia de los colectores y eventuales daños en materiales del sistema. Para aplicaciones de agua caliente sanitaria, se suele dimensionar unos 60-100 litros por m<sup>2</sup> de superficie de captación. Sin embargo, esto depende mucho de la cantidad de usuarios a abastecer y del tipo de vivienda de la que se trate. Por esto último es muy importante la recopilación de información de consumos de agua caliente sanitaria a lo largo del país y clasificarla por tipo de viviendas.

### 2.3.3. Subsistema de Distribución

En este subsistema se engloban todos los elementos destinados a la distribución y acondicionamiento a consumo. En general se pueden identificar varios dispositivos entre los cuales destacan:

- Sistema Auxiliar de Energía, el cual es alimentado con energía convencional (ya sea eléctrica, gas, etc.). Previene faltas de abastecimiento en días de baja radiación solar (nublados por ej.). Son indispensables en cualquier instalación ya que la falta de abastecimiento es inaceptable en la mayoría de las situaciones. Es de vital importancia que sean posicionados justo antes de la línea de consumo de manera de suplir instantáneamente a éste y evitar calentar el fluido térmico que va a colectores (disminuyendo el rendimiento).
- Bombas. Son las encargadas de mover el fluido a través de las cañerías del sistema. Es siempre recomendable que estas bombas estén bien ubicadas dentro del circuito de manera de no producir cavitación, ni ruidos molestos.
- Tuberías y Conducciones, encargadas de guiar el fluido de un componente a otro. Es importante tener cuidado con la mantención de éstas, especialmente en los lugares donde se tienen aguas muy duras.
- Vasos de Expansión que previenen excesos de presión en el circuito debido a cambios en el volumen del fluido de transferencia térmica. Son absolutamente necesarios en cualquier instalación para evitar roturas de piezas.
- Purgadores, que permiten eliminar acumulaciones de aire en el circuito hidráulico. Son necesarios para evitar pérdidas de presión y bombeos irregulares.

- Válvulas que previenen recirculaciones naturales indeseadas. Estas son necesarias en los casos en que la disposición de los elementos favorezca una circulación natural del fluido en la dirección opuesta a la deseada, es decir, desde el acumulador al colector durante la noche por ejemplo.
- Válvulas de seguridad que previenen daños en los elementos debido a sobrecalentamientos inesperados. Son muy importantes en cualquier instalación y permiten evacuar el fluido térmico del sistema antes de que este alcance temperaturas demasiado altas como para dañar los componentes.
- Sistema de Control que regula las bombas y eventualmente otros dispositivos automáticos. Este elemento es de suma importancia ya que controla las bombas, y por lo tanto la energía extraída por unidad de volumen de fluido térmico. Es un potencial foco de ineficiencia energética y además de falla del sistema.

#### **2.3.4. Sistemas Solares**

En este apartado se verán algunos de los sistemas mas típicos de calentamiento de líquidos.

Una diferencia fundamental entre dos sistemas solares se refiere al mecanismo mediante el cual se produce el movimiento del fluido que circula en el circuito primario de captadores. Existen dos tipos: la circulación forzada y la circulación natural o más comúnmente conocida como termosifón.

En las instalaciones por termosifón, representadas en la figura 2.7, el movimiento del fluido de trabajo se produce por variaciones de densidad del fluido, como consecuencia de variaciones en la temperatura. El fluido contenido en los captadores, al recibir la radiación solar, se calienta aumentando su temperatura y disminuyendo, por tanto, su densidad. Al pesar menos, dicho fluido asciende hacia la parte alta del circuito, mientras que el fluido frío contenido en el acumulador, con mayor densidad, se desplaza hacia la parte baja de la instalación por la tubería de entrada a colectores. Así se genera una circulación del fluido que se mantiene siempre que exista un gradiente de temperaturas entre el fluido de colectores y el del acumulador, y cesa cuando las temperaturas se igualan.

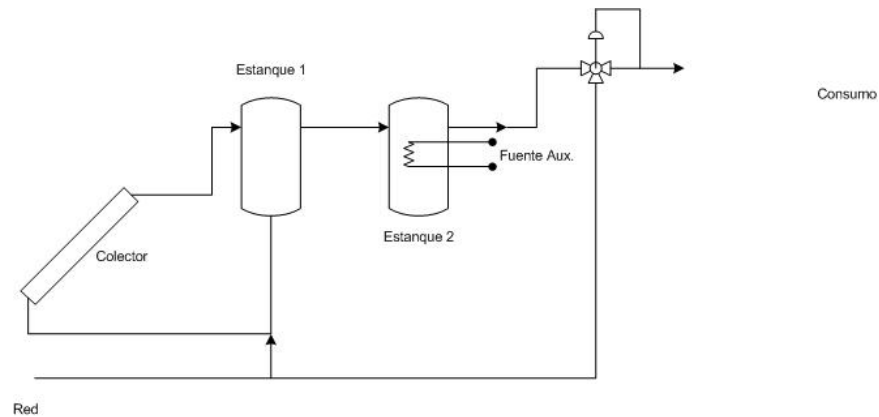


Figura 2.7: Sistemas por termosifón.

La fuerza impulsora del movimiento en las instalaciones por termosifón es pequeña y, por lo tanto, se debe prestar especial atención al diseño y montaje de la instalación para favorecer siempre el movimiento del fluido. Es decir, se requiere que los colectores estén ubicados a una altura inferior a la de los estanques de acumulación.

Una instalación por termosifón se autorregula ya que se induce un caudal que es proporcional al salto de temperaturas entre captador solar y depósito, es decir, se ajusta el caudal a la radiación captada. Normalmente, este ajuste se realiza de forma que el salto de temperaturas del fluido a lo largo del colector se mantenga constante y aproximado a los 10 °C.

La regulación por termosifón es, pues, muy simple pero puede tener como contrapartida la imposibilidad de limitar la temperatura máxima del depósito que, en verano y épocas de escaso consumo, puede llegar a alcanzar valores importantes provocando sobrecalentamientos con riesgos para las personas y la durabilidad de la instalación.

En cambio, los sistemas de circulación forzada requieren de una bomba de impulsión que permite cualquier disposición de equipos. El movimiento del fluido se realiza a través de la bomba circuladora, con un caudal que normalmente está en el rango del doble que los de termosifón y, por tanto, los saltos de temperatura en el fluido de los captadores suele ser de unos 5°C.

En este caso la regulación del sistema se debe efectuar por medio de un control diferencial de temperaturas entre la parte inferior del depósito y la salida de captadores.

Luego, existen los sistemas de calentamiento directo (o también llamados de circuito abierto) y los de calentamiento indirecto (también llamados de circuito cerrado).

Los primeros (ver Figura 2.8) tienen un solo circuito hidráulico que viene de la red, pasa por el colector, luego por el acumulador y por último va a los puntos de consumo. Este sistema tiene la gran desventaja de presentar problemas de incrustaciones, corrosión y eventuales congelamientos de cañerías y estanques. Algunos problemas, como las incrustaciones pueden ser evitadas con aditivos que no afectan la salud de las personas, pero algunas otras no pueden evitarse sin contaminar el agua de consumo. Además, existe el problema de que los colectores y cañerías en esta configuración están sometidas a la presión de la red, por lo que los elementos deben ser mas robustos y por lo tanto, pesados y caros. Por todo lo anterior, los sistemas de circuito abierto deben ser evitados a toda costa.

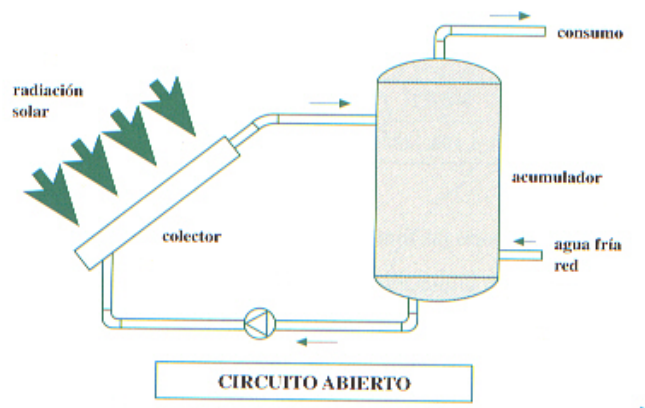


Figura 2.8: Sistema Termosolar de Circuito Abierto. Fuente:[28]

Por otro lado, los sistemas de circuito cerrado(ver figura 2.9) tienen dos circuitos separados. Uno es cerrado y es el que contiene el fluido térmico que fluye a través de los colectores y luego va a un intercambiador de calor. En el intercambiador, transfiere el calor al líquido proveniente de la red que luego va al estanque de acumulación y a los puntos de consumo. En muchos casos el intercambiador se encuentra dentro del acumulador.

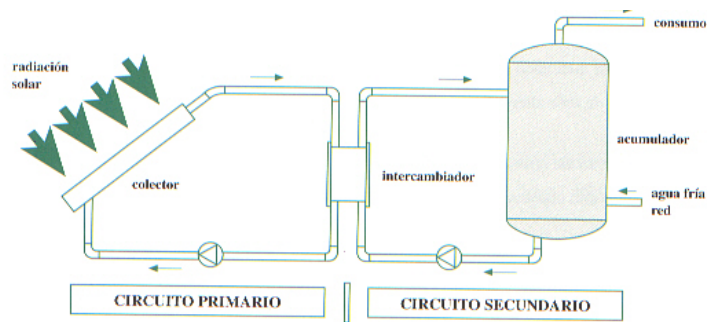


Figura 2.9: Sistema Termosolar de Circuito Cerrado. Fuente:[28]

Se puede ver que la gran ventaja del sistema cerrado esta en que el circuito del colector no se ve afectado por los problemas relativos al agua explicados anteriormente, sin embargo, el estanque de acumulación sufre estos efectos al igual que el circuito abierto. Por otro lado, esta claro que el sistema de circuito cerrado es mas caro que el abierto, pero en el caso chileno, debido a la mala calidad del agua potable, es obligatorio el uso de sistemas de circuito cerrado a menos que se justifique expresamente la imposibilidad de hacerlo.

Luego, se tienen los sistemas de circulación forzada. De fácil aplicación industrial, es posible distinguirlos por la ubicación de la fuente auxiliar y por la posición de los estanques acumuladores. Algunas configuraciones típicas se muestran a continuación.

### **Planta solar con fuente auxiliar en paralelo**

En este sistema, mostrado en la Figura 2.10, los requerimientos son satisfechos por la energía solar si la temperatura en el acumulador es superior a la del consumo. En caso contrario, toda la energía es suministrada por la fuente auxiliar.

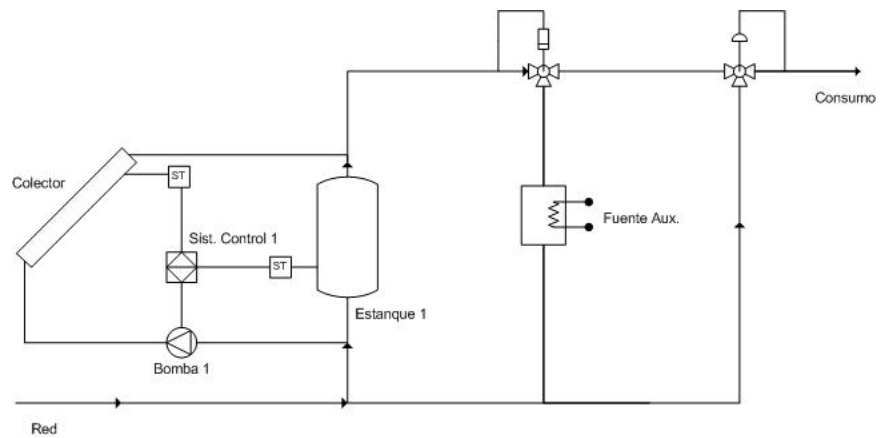


Figura 2.10: Fuente auxiliar en paralelo.

### Planta solar con fuente auxiliar en serie

Este sistema, mostrado en la Figura 2.11, es similar al anterior, sólo se diferencia en la posición de la fuente auxiliar, que en este caso, opera en forma complementaria.

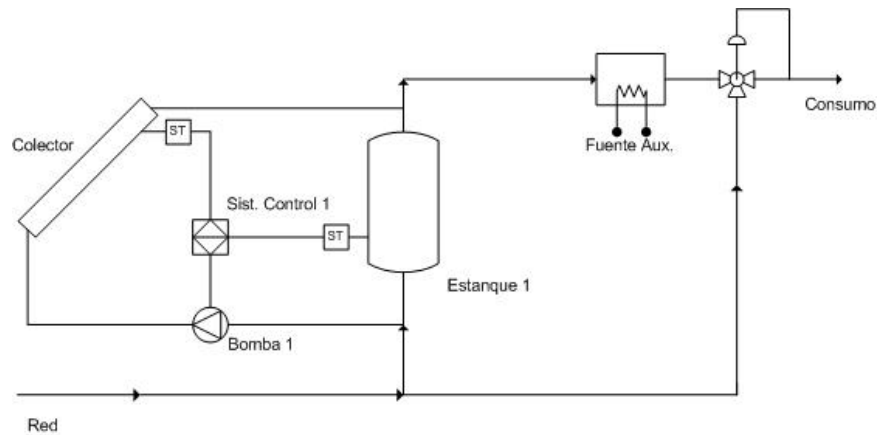


Figura 2.11: Fuente auxiliar en serie.

### Planta solar con fuente auxiliar en el estanco acumulador

En este sistema, mostrado en la figura 2.12, la fuente auxiliar es incorporada al estanco acumulador, manteniendo siempre el nivel de temperatura sobre el nivel necesario en el consumo.

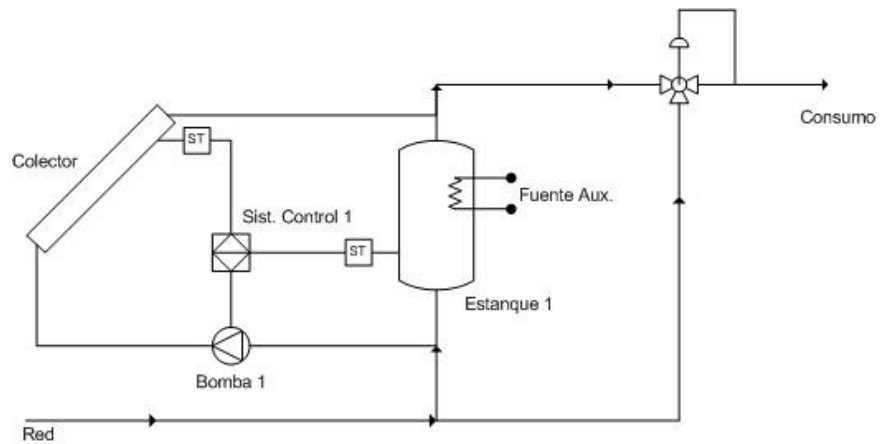


Figura 2.12: Fuente auxiliar en el estanque acumulador.

### Planta solar de dos estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio

En este sistema, mostrado en la figura 2.13, la acumulación energética se produce en dos estanques, uno de acumulación conectado a los colectores solares, y el otro de servicio con la fuente auxiliar, comunicando el consumo.

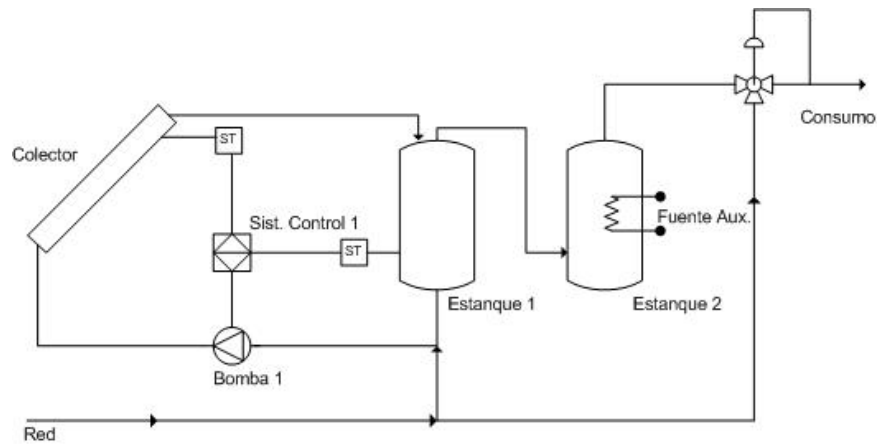


Figura 2.13: Dos estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio.

### Planta solar con dos estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio y con bomba de transferencia

Este sistema, mostrado en la figura 2.14, es similar al anterior, sólo se diferencia por la incorporación de un control de transferencia que obliga a mantener el nivel de temperatura en el estanque



de servicio sobre el del acumulador.

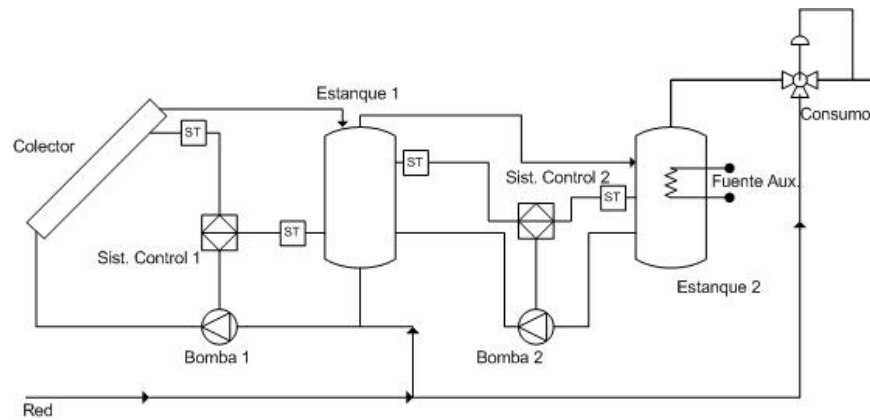


Figura 2.14: Dos estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio y bomba de transferencia.

### Planta solar de tres estanques con estratificación y la fuente auxiliar en el estanque de servicio

En este sistema, mostrado en la figura 2.15, la acumulación energética se produce en tres estanques, dos de acumulación conectados a los colectores y el otro de servicio con la fuente auxiliar. Además, tiene incorporado un control de estratificación que mantiene un gradiente de temperatura entre los estanques acumuladores. El traspaso de líquido al estanque de servicio ocurre al producirse el consumo.

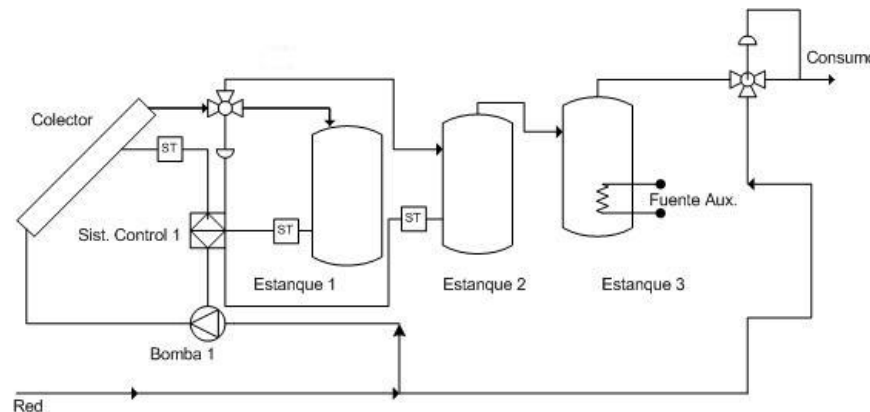


Figura 2.15: Tres estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio.

### Planta solar de tres estanques con estratificación, fuente auxiliar en el estanque de servicio y bomba de transferencia

Este sistema, mostrado en la figura 2.16, es similar al anterior, sólo se diferencia por la incorporación de un control de transferencia que obliga a mantener un gradiente de temperatura entre todos los estanques.

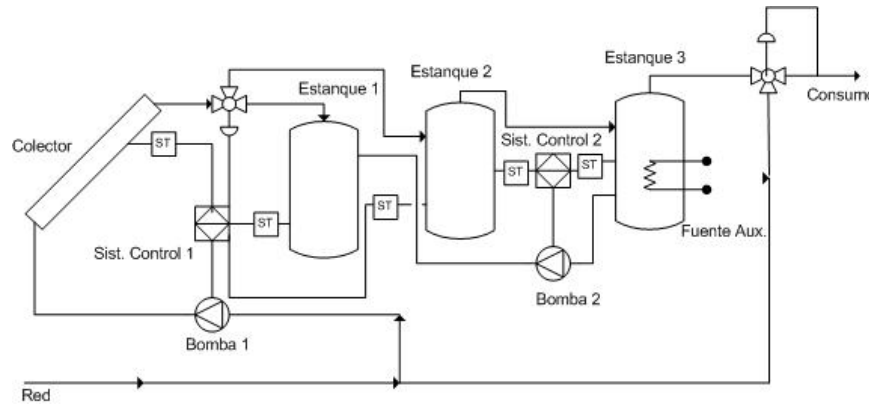


Figura 2.16: Tres estanques con fuente auxiliar en el estanque de servicio y bomba de transferencia.

#### 2.3.5. Clasificación de Sistemas Solares

En general, las instalaciones solares térmicas pueden clasificarse atendiendo a los siguientes criterios:

1. El principio de circulación.
2. El sistema de intercambio.
3. El sistema de expansión.
4. La forma de acoplamiento de componentes.
5. La disposición de componentes.
6. El sistema de energía auxiliar.

En la tabla 2.1 se resume la clasificación de los sistemas solares térmicos, atendiendo a los criterios antes establecidos. Las clasificaciones más importantes son las del tipo de sistema de intercambio térmico y la del principio de circulación utilizado.

Tabla 2.1: Tabla de clasificación de sistemas solares térmicos. Fuente:[25].

Principio de circulación	Instalaciones por termosifón Funcionamiento por convección natural		Instalaciones por circulación forzada Funcionamiento por bombeo	
Sistema de intercambio	Sistemas directos Fluido del circuito primario igual al agua de consumo		Sistemas indirectos Intercambiador de calor entre circuito primario y de consumo	
Sistema de expansión	Sistemas abiertos En comunicación directa con la atmósfera		Sistemas cerrados Circuito cerrado, con botellines de expansión	
Forma de acoplamiento	Compacto Colector y depósito en la misma unidad	Partido Colector y depósito a distancia física	Integrados Colector y depósito es el mismo componente	
Disposición de Componentes	Colector		Acumulador	
	Vertical	Horizontal	Vertical	Horizontal
Sistema de energía auxiliar	Instantáneo		En acumulador	

En general, se puede decir que los sistemas con fuente auxiliar en paralelo deben evitarse siempre que sea posible ya que el aporte solar sólo se hace efectivo cuando la temperatura requerida en el consumo es inferior a la temperatura en el acumulador solar. Adicionalmente, las fuentes auxiliares en paralelo deben ser de una mucho mayor potencia que en serie debido a que deben suplir el requerimiento energético total. En serie, la energía auxiliar solo es requerida para suplir la diferencia de temperatura entre el colector solar y el consumo.

#### 2.4. Trabajos existentes y normativa

Actualmente existe unos pocos trabajos referentes al estudio de sistemas de energía solar térmica para el territorio chileno. Son los trabajos de Adolfo Arata[4] y Pedro Sarmiento[5]. Son libros bastante completos sin embargo, tienen el problema de haber sido editados alrededor de 1985. Consecuentemente, los datos de radiación y clima encontrados en ellos son muy antiguos y por lo tanto no son de mucha utilidad. Actualmente se requiere con urgencia una actualización de los datos de radiación solar junto con métodos actualizados de diseño.

En cuanto a la normativa nacional, se encuentran bastantes normas en consulta pública este año, sumado a unas pocas mas preexistentes. Se listan a continuación:

- NCh3096/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 1:Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12975-1)

- NCh3096/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Colectores solares. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12975-2)
- NCh3120/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares prefabricados. Parte 1: Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12976-1)
- NCh3120/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12976-2)
- NCh3088/1.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares a medida. Parte 1: Requisitos generales. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12977-1)
- NCh3088/2.c2007: Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas solares a medida. Parte 2: Métodos de ensayo. (Norma internacional equivalente: UNE-EN 12977-2)
- NCh3088/3.c2007: Sistemas solares térmicos y sus componentes - Sistemas hechos a medida - Parte 3: Caracterización del reconocimiento de acumuladores para sistemas solares de calefacción.
- NCh2904/Of.2004: Energía Solar Térmica - Vocabulario.
- NCh2906/1.Of.2004: Energía Solar: Sistemas domésticos de calentamiento de agua. Parte 1: Procedimiento de caracterización del rendimiento mediante métodos de ensayo en interior.
- NCh2906/2.Of.2004: Energía Solar: Sistemas domésticos de calentamiento de agua. Parte 2: Caracterización y pronóstico anual del rendimiento de los sistemas solamente solar mediante métodos de ensayo en interior.
- NCh2906/3.Of.2004: Energía Solar: Sistemas domésticos de calentamiento de agua. Parte 3: Procedimiento de ensayo para caracterizar el rendimiento de los sistemas solar más suplementario.

Claramente los trabajos actuales son precarios y escasos, por lo que este trabajo contribuye de manera significativa a revertir esta situación.

## **2.5. Estimación de la Radiación Solar Terrestre**

### **2.5.1. Terminología**

Para poder estudiar adecuadamente los fenómenos radiativos, se debe tener al menos una pequeña comprensión de la terminología empleada. En general, los términos más comúnmente

utilizados en la literatura son los siguientes:

- Radiación Directa ( $I_b$ ): Radiación solar recibida del sol sin sufrir dispersión<sup>1</sup> de la atmósfera. También es llamada *Beam Radiation* en inglés, razón del subíndice. Se mide en  $\frac{W}{m^2}$ .
- Radiación Difusa ( $I_d$ ): Radiación solar recibida del sol luego de que su dirección ha sido alterada por efecto del scattering atmosférico. También es llamada Radiación de Cielo. Se mide en  $\frac{W}{m^2}$ .
- Radiación Total ( $I$ ): Suma de las radiaciones difusa y directa recibida sobre una cierta superficie. (La medición de radiación solar mas común, es la radiación total sobre una superficie horizontal, la cual se denomina Radiación Global). Se mide en  $\frac{W}{m^2}$ .
- Irradiancia ( $G_b$  ó  $G_d$ ): La tasa a la cual la energía radiante incide sobre una superficie, por unidad de área de ésta. Se usa el símbolo G con el subíndice apropiado según corresponda a difusa o directa. Se mide en  $\frac{W}{m^2}$ .
- Irradiación ( $I$  ó  $H$ ): La energía incidente por unidad de área en una superficie. Se encuentra integrando la irradiancia sobre un período de tiempo específico, usualmente una hora o un día. (La *insolación* es un término que se aplica específicamente a la irradiación solar) El símbolo H se usa para insolación diaria (u otro período especificado). El símbolo I se usa para la insolación en una hora. H e I pueden ser difusas, directas ó totales. Se mide en  $\frac{J}{m^2}$ .
- Radiosidad: La tasa a la cual la energía radiante deja una superficie, por unidad de área, debido tanto a emisión como a reflexión y transmisión. Se mide en  $\frac{W}{m^2}$ .
- Poder Emisivo ( $E$ ): La tasa a la cual la energía radiante deja una superficie, por unidad de área, exclusivamente debido a emisión. Se utiliza el símbolo E con los subíndices apropiados. Se mide en  $\frac{W}{m^2}$ .
- Hora Solar: Tiempo basado en el movimiento angular aparente del sol a través del cielo, con el mediodía solar cuando el sol atraviesa el meridiano local. El tiempo solar es el tiempo especificado en todas las relaciones de los ángulos solares. No coincide con la hora de reloj local. Es necesario convertir la hora estándar a hora solar aplicando dos correcciones. Primero, existe una constante de corrección debido a la diferencia en longitud entre el meridiano local y el meridiano sobre el que se basa la hora local tomando en cuenta que el sol recorre  $15^\circ$

---

<sup>1</sup>Término que se refiere a la desviación de un haz de luz debido a interacciones con partículas en suspensión en la atmósfera, incluyendo a los átomos constitutivos de ésta. También conocido como *scattering*

de longitud por hora. La segunda corrección proviene de la ecuación del tiempo, que toma en cuenta la variación de la velocidad de rotación de la tierra durante el año y que por lo tanto afecta el momento en que el sol cruza el meridiano del observador<sup>2</sup>. El tiempo solar esta relacionado con el tiempo estándar de la siguiente forma:

$$HoraSolar = HoraEstandar + 4(L_{st} - L_{loc}) + E_t \quad (2.7)$$

donde  $E_t$  es la ecuación del tiempo en minutos,  $L_{st}$  es el meridiano para la zona horaria local y  $L_{loc}$  es la longitud del lugar en cuestión en grados Oeste.

$$E_t = 9,87\sin 2B - 7,53\cos B - 1,5\sin B \quad (2.8)$$

donde  $B = \frac{360(n-81)}{364}$ , n= Día del año ( $1 \leq n \leq 365$ ).

- $\phi$ : Latitud, posición angular al norte o al sur del ecuador, con Norte positivo ( $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ ).
- $\delta$ : Declinación, posición angular del sol al mediodía solar con respecto al plano ecuatorial, Norte positivo ( $-23,45^\circ \leq \delta \leq +23,45^\circ$ ).
- $\beta$ : Inclinación de la superficie captadora con respecto al plano horizontal ( $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$ ).
- $\theta_{zt}$ : Ángulo zenital, subtendido por una línea vertical hacia el zenit (el punto justo sobre la cabeza del observador) y la línea de visión del sol.
- $\gamma$ : Ángulo azimutal. Desviación de la proyección sobre plano horizontal, de la normal al plano de la superficie con respecto al meridiano local (Norte= $0^\circ$ , E negativo, W positivo,  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ ).
- $\omega$ : Ángulo horario. Desplazamiento angular del sol hacia el E u W desde meridiano local debido a la rotación terrestre sobre su eje a  $15^\circ$  por hora (mañana negativo y tarde positivo).

$$\omega = 15 \cdot HSL - 180[^\circ] \quad (2.9)$$

con HSL la hora solar local (en formato decimal).

- $\theta$ : Ángulo de Incidencia. Ángulo entre el rayo solar incidiendo sobre una superficie y la normal a ésta. Cuando se habla del ángulo de incidencia sobre superficies horizontales se agrega el subíndice z ( $\theta_z$ ).

---

<sup>2</sup>También puede haber una corrección de 1hr. debido a horarios de verano (DST).

### 2.5.2. Dirección de la Radiación Directa

A continuación se muestra un pequeño esquema para ilustrar algunos de los ángulos de importancia mostrados en la terminología y que se utilizan frecuentemente.

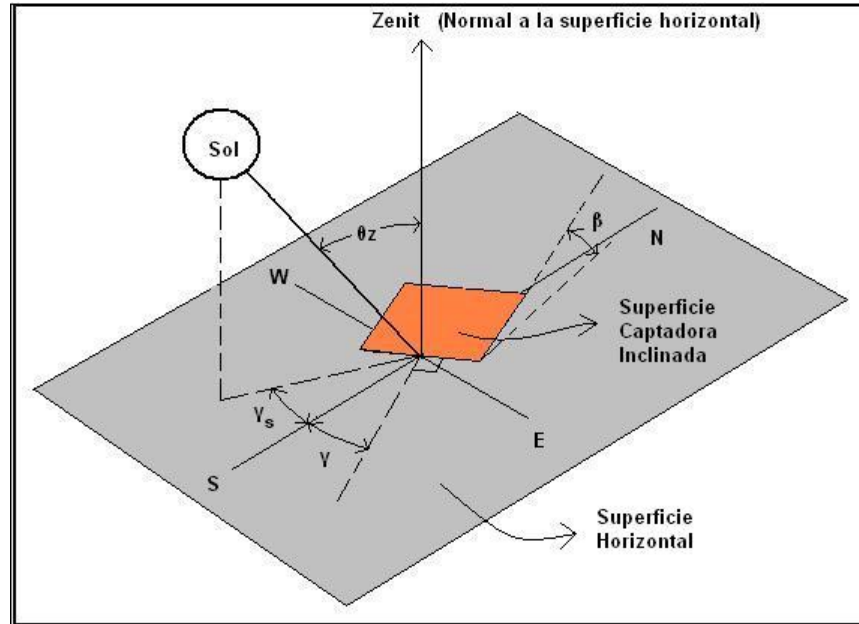


Figura 2.17: Coordenadas solares y ángulos de importancia.

Con esto, se pueden escribir las siguientes ecuaciones que permiten conocer la posición del sol en los distintos días del año así como también las radiaciones recibidas por superficies en la tierra.

#### Declinación

Para la declinación  $\delta$ , se tiene la siguiente aproximación de Cooper(1969)[2]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[ 360 \cdot \left( \frac{284 + n}{365} \right) \right] [^\circ] \quad (2.10)$$

donde  $n =$  Nro. de día del año ( $1 \leq n \leq 365$ ).

#### Ángulo de Incidencia de Radiación Directa

La ecuación que relaciona el ángulo de incidencia de la radiación directa,  $\theta$ , con los demás ángulos es:

$$(\cos\theta) = \sin\delta\sin\phi\cos\beta \pm \sin\delta\cos\phi\sin\beta\cos\gamma + \cos\delta\cos\phi\cos\beta\cos\omega \quad (2.11)$$

$$\mp \cos\delta\sin\phi\sin\beta\cos\gamma\cos\omega + \cos\delta\sin\beta\sin\gamma\sin\omega$$

Para el hemisferio sur se utilizan los signos + y - respectivamente, mientras que para el hemisferio norte se usan los signos - y +.

(NOTA: En general en las fórmulas que siguen se utiliza la convención de que en operadores ambiguos, el operador superior corresponde al hemisferio sur mientras que el inferior corresponde al hemisferio norte)

Para el caso de superficies orientadas al ecuador ( $\gamma = 0^\circ$ ), la fórmula anterior se transforma en:

$$(\cos\theta) = \sin(\phi \pm \beta)\sin\delta + \cos(\phi \pm \beta)\cos\delta\cos\omega \quad (2.12)$$

Por último, para el caso particular de superficies captadoras orientadas al ecuador y además horizontales ( $\gamma = 0^\circ$ ,  $\beta = 0^\circ$  y  $\theta = \theta_z$ ) se tiene la siguiente fórmula simplificada (aplicable a ambos hemisferios):

$$\cos\theta_z = \sin\delta\sin\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega \quad (2.13)$$

De las ecuaciones anteriores es posible obtener el ángulo horario de puesta del sol  $\omega_s$  y el de salida del sol  $\omega_r$ :

$$\omega_s = \arccos(-\tan\phi\tan\delta) [^\circ] \quad (2.14)$$

$$\omega_r = -\arccos(-\tan\phi\tan\delta) [^\circ] \quad (2.15)$$

Por último, se puede calcular la duración del día en base a las ecuaciones anteriores y sabiendo que la tierra rota con una velocidad angular de  $15^\circ/\text{hr}$ .

$$N = \frac{2}{15} \cdot \arccos(-\tan\phi\tan\delta) [\text{hrs.}] \quad (2.16)$$



### 2.5.3. Radiación Extraterrestre sobre Superficie Horizontal

La radiación extraterrestre recibida en la tierra varía a lo largo del año debido a la excentricidad de la órbita terrestre. La distancia tierra-sol fluctúa en un 1,7% durante el año por lo que naturalmente, la radiación recibida en la tierra varía también. Esta fluctuación implica una variación de la radiación solar recibida de aproximadamente  $\pm 3\%$ . La dependencia de esta radiación con el tiempo del año se denomina Radiación Extraterrestre,  $G_{on}$ , medida en un plano perpendicular a la radiación. La forma de calcularla es la siguiente:

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360 \cdot n}{365} \right) \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (2.17)$$

donde  $G_{sc}$  corresponde a la constante solar de la ecuación 2.1 y  $n$  es el día del año ( $1 \leq n \leq 365$ ).

Adicionalmente, existen estudios que sugieren que el sol presenta periodicidades en la actividad de sus capas externas que hacen variar ligeramente su radiación intrínseca, sin embargo, estas fluctuaciones son de poca importancia o muy impredecibles por lo que para efectos ingenieriles, se puede considerar que la radiación intrínseca es constante.

Si se requiere esta radiación sobre superficie horizontal, se debe multiplicar la ecuación anterior por el factor de la ecuación 2.13 para dar entonces la radiación extraterrestre incidente en una superficie horizontal para cualquier momento del año entre el amanecer y el atardecer:

$$G_o = G_{sc} \cdot \left( 1 + 0,033 \cos \frac{360 \cdot n}{365} \right) \cdot [\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (2.18)$$

A veces, es necesario contar con la radiación extraterrestre sobre superficie horizontal integrada durante el día,  $H_o$ . Para esto, se integra la ecuación 2.18 sobre el tiempo entre el amanecer y el atardecer obteniendo:

$$H_o = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{sc}}{\pi} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cos \frac{360 \cdot n}{365} \right] \cdot \left[ \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s + \frac{2\pi \omega_s}{360} \cdot \sin \delta \sin \phi \right] \left[ \frac{J}{m^2 \cdot dia} \right] \quad (2.19)$$

donde  $\omega_s$  es el ángulo horario de puesta del sol en  $[\circ]$ .

Por último, es muy útil la estimación de la media mensual de la radiación extraterrestre diaria sobre superficie horizontal,  $\bar{H}_o$ . En caso de no disponer de los datos diarios para calcular el promedio, se puede aproximar bastante bien de la siguiente forma[2]:

Mes	Fecha	n	DEC
Ene	17	17	-20,9
Feb	16	47	-13,0
Mar	16	75	-2,4
Abr	15	105	9,4
May	15	135	18,8
Jun	11	162	23,1
Jul	17	198	21,2
Ago	16	228	13,5
Sep	15	258	2,2
Oct	15	288	-9,6
Nov	14	318	-18,9
Dic	10	344	-23,0

Tabla 2.2: Días promedio recomendados para cada mes del año. Fuente:[11]

$$\bar{H}_o = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{sc}}{\pi} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cos \frac{360 \cdot \bar{n}_\delta}{365} \right] \cdot \left[ \cos \bar{\delta} \cos \phi \sin \omega_s + \frac{2\pi\omega_s}{360} \cdot \sin \bar{\delta} \sin \phi \right] \left[ \frac{J}{m^2 \cdot dia} \right] \quad (2.20)$$

, donde:

$\bar{\delta}$ : Declinación promedio del mes, obtenida de la tabla 2.2.

$\bar{n}_\delta$  : Día del mes en el cual se produce  $\bar{\delta}$ , obtenido de la tabla 2.2.

#### 2.5.4. Estimación de la Media Mensual de la Radiación Solar Diaria

Los datos de radiación solar son sin duda la mejor fuente de información para estimaciones de radiación media. Sin embargo, es frecuente no contar con datos de radiación y para esto es necesario estimarla. Los datos alternativos ampliamente disponibles son los de horas de sol promedio.

La regresión de Angstrom (modificada por Page), permite relacionar la razón del promedio de radiación diaria a la radiación extraterrestre sobre superficie horizontal con la fracción promedio de horas posibles de sol medidas para el período en cuestión:

$$\frac{\bar{H}}{\bar{H}_o} = a + b \cdot \frac{\bar{n}}{\bar{N}} \quad (2.21)$$

donde

$\bar{H}$  = Media mensual de radiación diaria sobre superficie horizontal (usualmente, esto es lo que se busca obtener).

$\bar{H}_o$  = Media mensual de la radiación extraterrestre diaria (obtenida de la ecuación 2.20).

$a$  y  $b$  = Constantes empíricas dependientes de la locación (obtenibles de otras locaciones de similar clima y vegetación, ver Tabla 2.3).

$\bar{n}$  = Media mensual de las horas de sol diarias con cielo despejado (datos ampliamente disponibles para ciudades en el mundo).

$\bar{N}$  = Media mensual de las horas de sol diarias sin nubosidad (i.e. la duración del día medio del mes obtenida de la ecuación 2.16).

Al término  $\bar{H}/\bar{H}_o$  se le llama índice de transparencia atmosférica,  $\bar{K}_T$  y es utilizado ampliamente en energía solar.

De la ecuación anterior es posible notar que teniendo los datos de  $\bar{n}$ , es posible inferir los datos de  $\bar{H}$  siempre que se estimen los valores de las constantes empíricas  $a$  y  $b$ . Löff desarrolló un set de estas constantes para varios tipos de clima y lugares, basado en datos de radiación disponible. Estos son los que se muestran en la tabla 2.3 que deben ser seleccionados de la manera correcta para ser aplicados a otras locaciones.

La clasificación de los climas de la tabla 2.3 se basa en el mapa climático de Trewartha (Tabla 2.4) y las vegetaciones se basan en el mapa de Kùchler (Tabla 2.5).

Lugar	Clima	Vegetación	Horas de Sol en % de las Máx. posibles		a	b
			Rango	Media		
Albuquerque, NM, USA	BS-BW	E	68-85	78	0.41	0.37
Atlanta, GA, USA	Cf	M	45-71	59	0.38	0.26
Blue Hill, MA, USA	Df	D	42-60	52	0.22	0.5
Brownsville, TX, USA	BS-BW	GDsp	47-80	62	0.35	0.31
Buenos Aires, ARG.	Cf	G	47-68	59	0.26	0.50
Charleston, S.C., USA	Cf	E	60-75	67	0.48	0.09
Darien, Manchuria, CHINA	Dw	D	55-81	67	0.36	0.23
El Paso, TX, USA	BW	Dsi	78-88	84	0.54	0.20
Ely, NV, USA	Bw	Bzi	61-89	77	0.54	0.18
Hamburgo, ALEM.	Cf	D	11-49	36	0.22	0.57
Honolulu, HI, USA	Af	G	57-77	65	0.14	0.73
Madison, WI, USA	Df	M	40-72	58	0.30	0.34
Malange, ANGOLA	Aw-BS	GD	41-84	58	0.34	0.34
Miami, FL, USA	Aw-BS	E-GD	56-71	65	0.42	0.22
Niza, FRANCIA	Cs	SE	49-76	61	0.17	0.63
Poona, INDIA	Am	S	25-49	37	0.30	0.51
Kisangani, ZAIRE	Af	B	34-56	48	0.28	0.39
Tamanrasset, ALGERIA	BW	Dsp	76-88	83	0.30	0.43

Tabla 2.3: Constantes Climáticas para usar en la Ecuación 2.21. Fuente:[2]

Af	Clima de bosques tropicales, constantemente húmedos; lluvias durante todo el año.
Am	Clima de bosques tropicales, lluvias monsoonicas; corta estación seca pero lluvias durante el año suficientes como para un bosque lluvioso.
Aw	Clima de bosques tropicales, estación seca en invierno.
BS	Clima de estepa o semiárido.
BW	Clima desértico ó árido.
Cf	Clima de bosque mesotermal; humedad constante; lluvias durante todo el año.
Cs	Clima de bosque mesotermal; estación seca en invierno.
Df	Clima de bosque nivoso microtermal; humedad constante; lluvias durante todo el año.
Dw	Clima de bosque nivoso microtermal; estación seca en invierno.

Tabla 2.4: Clasificación Climática de Trewartha. Fuente:[2]

B	Arboles perennes de hoja ancha.
Bzi	Arboles perennes de hoja ancha, tipo arbusto, altura mínima 1 metro, creciendo solos o en grupos diseminados.
D	Arboles de hoja caduca ancha.
Dsi	Arboles de hoja caduca ancha tipo arbusto, altura mínima 1 metro; las plantas con suficiente separación para que en su mayor parte no se toquen.
Dsp	Arboles de hoja ancha caduca tipo arbusto, altura mínima 1 metro creciendo solos o en grupos esparcidos.
E	Arboles perennes de hoja tipo aguja.
G	Hierba y otras plantas herbáceas.
GD	Hierba y otras plantas herbáceas; árboles de hoja ancha caduca.
GDsp	Hierba y otras plantas herbáceas; árboles de hoja ancha caduca, tipo arbusto, altura mínima 1 metro, creciendo solos o en grupos esparcidos.
M	Mezclado; árboles de hoja ancha caduca y árboles perennes de hoja tipo aguja.
S	Arboles semicaducos; de hoja perenne ancha y caduca.
SE	Arboles semicaducos; de hoja perenne ancha y caduca; árboles perennes de hoja tipo aguja.

Tabla 2.5: Clasificación de Vegetación de Kuchler. Fuente:[2]

### 2.5.5. Media Mensual de Radiación Directa sobre Superficie Inclinada

Las ecuaciones 2.11 y 2.13 permiten obtener el factor geométrico que determina la razón entre la radiación directa sobre una superficie inclinada ( $H_T$ ) a la de la radiación directa sobre superficie horizontal ( $H$ ) para un instante dado y fuera de la atmósfera. Para obtener el factor en la superficie terrestre, debiera haber una corrección debido a la transmitancia de atmósfera, sin embargo, Liu y Jordan (1962) sugirieron que el factor extraterrestre es una estimación bastante precisa. El factor geométrico de acuerdo a lo antes expuesto es el siguiente:

$$R_b = \frac{H_T}{H} = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (2.22)$$

Reemplazando las ecuaciones 2.11 y 2.13 en la ecuación anterior, se obtiene la extensa forma general del factor geométrico que no se muestra por motivos de claridad. Sin embargo, como la orientación óptima de las superficies captadoras es siempre hacia el ecuador ( $\gamma = 0^\circ$ ), se pueden usar las ecuaciones 2.12 y 2.13 para obtener la siguiente forma simplificada:

$$R_b = \frac{\sin(\phi \pm \beta)\sin\delta + \cos(\phi \pm \beta)\cos\delta\cos\omega}{\cos\phi\cos\delta\cos\omega + \sin\phi\sin\delta} \quad (2.23)$$

(De acuerdo a la convención de signos de la sección 2.5.2, para el hemisferio norte se usa  $\phi - \beta$  en vez de  $\phi + \beta$ )

Esto permite obtener la radiación directa instantánea recibida sobre la superficie captadora, sin embargo, lo que interesa es la media mensual de esta cantidad. Para ello, es necesario integrar la ecuación 2.11 sobre los períodos de tiempo apropiados. Es decir, desde la salida y puesta del sol verdadera para la superficie horizontal y desde la salida y puesta de sol aparente para la superficie inclinada. Integrando y considerando lo anterior se obtiene el siguiente factor medio mensual de radiación sobre superficie inclinada para superficies orientadas al ecuador:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi \pm \beta)\cos\delta\sin\omega'_s + (\pi/180)\omega'_s\sin(\phi \pm \beta)\sin\delta}{\cos\phi\cos\delta\sin\omega_s + (\pi/180)\omega_s\sin\phi\sin\delta} \quad (2.24)$$

con

$$\omega'_s = \min [\cos^{-1}(-\tan\phi\tan\delta); \cos^{-1}(-\tan(\phi \pm \beta)\tan\delta)] \quad (2.25)$$

donde min se refiere a el mínimo de las dos expresiones entre los corchetes (se utiliza la convención de signos explicada en 2.5.2).

### 2.5.6. Relación entre transparencia y radiación difusa

Es importante en el estudio de la energía solar térmica, el poder separar la cantidad de radiación total recibida en sus distintas componentes (directa, difusa y reflejada). Lo más importante es poder estimar cuanto de la radiación total corresponde a radiación difusa pues la componente reflejada es una función lineal de la radiación total dependiendo solo de la reflectividad del suelo (se verá en el próximo punto).

Con respecto a esto, diversos autores han encontrado correlaciones entre la media mensual del factor de transparencia atmosférica,  $\bar{K}_T$ , y la proporción de radiación solar difusa mensual recibida,  $\bar{H}_d/\bar{H}$ . Estos se detallan a continuación.

#### Correlación de Liu y Jordan[7]

El trabajo de Liu y Jordan ajustó experimentalmente una curva a los valores de  $\bar{H}_d/\bar{H}$  y  $\bar{K}_T$  para obtener la correlación siguiente:

$$\bar{H}_d/\bar{H} = (1,39 - 4,03\bar{K}_T + 5,53(\bar{K}_T)^2 - 3,11(\bar{K}_T)^3) \quad (2.26)$$

#### Correlación de Collares-Pereira y Rabl[9]

Esta correlación incluye un factor de estacionalidad que se expresa en función del ángulo horario de puesta de sol para el día medio del mes,  $\omega_s$  (ver Tabla 2.2). La correlación es la siguiente:

$$\bar{H}_d/\bar{H} = 0,775 + 0,00606(\omega_s - 90) - [(0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)) \cdot (\cos 115\bar{K}_T - 103)] \quad (2.27)$$

#### Correlación de Erbs, Duffie y Beckman[10]

Erbs también incluyó una estacionalidad. Para invierno, se obtienen menores fracciones difusas debido a la menor humedad ambiental y menor cantidad de partículas en suspensión en el aire. La correlación es la siguiente:

Para  $\omega_s \leq 81,4^\circ$  y  $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$ :

$$\bar{H}_d/\bar{H} = 1,391 - 3,56\bar{K}_T + 4,189(\bar{K}_T)^2 - 2,137(\bar{K}_T)^3 \quad (2.28)$$

Para  $\omega_s \geq 81,4^\circ$  y  $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$ :

$$\bar{H}_d/\bar{H} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427(\bar{K}_T)^2 - 1,821(\bar{K}_T)^3 \quad (2.29)$$

Esta correlación es la mas reciente y exacta de las correlaciones globalmente aceptadas por lo que es la utilizada en este trabajo.

### 2.5.7. Radiación Total sobre Superficie Inclinada

Los colectores solares planos absorben tanto radiación directa como difusa. Para el uso en procedimientos de diseño de sistemas solares térmicos es necesario poder utilizar los datos de radiación total horizontal para estimar la radiación en un colector inclinado y con una orientación fija. Esto debido a que usualmente la inclinación de la superficie captadora permite aprovechar de mucho mejor manera la energía total recibida durante el año. Para esto se utiliza el factor de corrección  $\bar{R}$  que corresponde a la razón de la media mensual de radiación total sobre superficie inclinada a la media mensual de radiación total sobre superficie horizontal. Existen varios métodos para estimar este factor[2] sin embargo los mas utilizados y/o precisos son los de Liu-Jordan y Klein-Theilacker explicados en esta sección.

#### Método de Liu y Jordan (extendido por Klein)[8]

Se considera que la radiación sobre la superficie inclinada se puede separar en tres componentes y por lo tanto en tres factores de corrección: radiación directa ( $\bar{R}_b$ ), radiación difusa ( $\bar{R}_d$ ) y radiación reflejada difusamente por el suelo ( $\bar{R}_r$ ). Entonces, la radiación incidente media sobre el plano inclinado,  $\bar{H}_T$ , se puede expresar de la siguiente manera:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \cdot \bar{R}_d + \bar{H}_r \cdot \bar{R}_r \quad (2.30)$$

El método de obtención del factor de corrección para la radiación directa,  $\bar{R}_b$ , fue cubierto íntegramente en el capítulo 2.5.5.

La corrección angular para la componente difusa depende de la distribución de ésta en el cielo, la cual generalmente no se conoce con exactitud. Esta distribución depende del tipo, extensión y localización de las nubes así como también de otros componentes atmosféricos que generan la dispersión de la radiación solar. Sin embargo, Hottel y Woertz[12] sugirieron que la radiación difusa es isotrópica. Esto último es particularmente cierto cuando se tiene una nubosidad uniforme o cuando



la atmósfera presenta una alta turbiedad, sin embargo se puede utilizar como una aproximación general suficientemente precisa. Bajo este supuesto, la radiación difusa proviene de todas direcciones y con la misma intensidad. Luego, lo único que influye en la cantidad de radiación difusa que recibe un colector inclinado es la porción de cielo que ve. Para colectores horizontales, se tiene que se ve el 100 % posible del cielo y por lo tanto se recibe la totalidad de la radiación difusa. Por el contrario, para colectores inclinados en  $90^\circ$ , sólo se recibe el 50 % de la radiación difusa al ver sólo esa porción del cielo. Esto se puede representar por la siguiente corrección angular que corresponde al factor de corrección:

$$\bar{R}_d = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (2.31)$$

La corrección angular para la componente reflejada se obtiene al suponer un *albedo* (o reflectividad,  $\rho$ , que corresponde a la proporción reflejada de la radiación total recibida) del suelo y al razonar de manera análoga a como se hizo para la componente difusa (también se supone que la radiación reflejada es isótropa). Es decir, cuando el colector tiene una inclinación de  $90^\circ$  se recibe la mitad de la radiación total reflejada, ya que el colector ve tan solo la mitad del suelo que lo rodea. Análogamente, para colectores horizontales, no se tiene radiación reflejada ya que no se ve nada del suelo en esa posición. Esto es modelado por el siguiente factor de corrección:

$$\bar{R}_r = \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (2.32)$$

Luego, suponiendo la isotropía de la radiación tanto difusa como reflejada, la radiación solar media mensual recibida en una superficie inclinada y libre de sombras puede ser expresada como:

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left[ 1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right] \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \cdot \left[ \frac{1 + \cos\beta}{2} \right] + \bar{H} \cdot \rho \cdot \left[ \frac{1 - \cos\beta}{2} \right] \quad (2.33)$$

de donde se obtiene el factor buscado:

$$\bar{R} = \frac{\bar{H}_T}{\bar{H}} = \left[ 1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right] \cdot \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \cdot \left[ \frac{1 + \cos\beta}{2} \right] + \rho \cdot \left[ \frac{1 - \cos\beta}{2} \right] \quad (2.34)$$

El valor de  $\bar{H}_d/\bar{H}$  es estimable en función de  $\bar{K}_T$  de acuerdo a lo que se explica en el capítulo 2.5.6 y  $\rho$  se estima casi siempre en 0,2 para superficies terrosas típicas (para nieve fresca se toma  $\rho = 0,6$ ). Con esto, se tiene todo lo necesario para resolver la ecuación 2.34.

El problema de este método es que solo sirve para colectores orientados al norte o sur. Además, no toma en cuenta la posibilidad de que el sol se ponga mas de una vez sobre la superficie durante el día(ej. para superficies orientadas al sur con  $\delta$  negativo). El método a continuación resuelve estos problemas.

### Método de Klein y Theilacker[13]

Este método también asume la isotropía de la radiación difusa y de la reflejada por el suelo. El método, también llamado método K-T, propone que el valor a largo plazo del factor de corrección  $\bar{R}$  puede ser calculado integrando la insolación sobre superficie inclinada,  $G_T$ , y sobre superficie horizontal,  $G$ , desde la salida y hasta la puesta de sol para todos los días de cada mes y para varios años, para sumar todo al final como se muestra a continuación:

$$\bar{R} = \frac{\sum_{day=1}^N \left[ \int_{t_{sr}}^{t_{ss}} G_T dt \right]}{\sum_{day=1}^N \left[ \int_{t_{sr}}^{t_{ss}} G dt \right]} \quad (2.35)$$

La resolución de las integrales anteriores para una superficie de cualquier orientación entrega el factor de corrección buscado como se muestra en la ecuación siguiente. Es importante notar que para orientaciones distintas a  $\gamma = 0^\circ$  ó  $\gamma = 180^\circ$ , los tiempos de salida y puesta de sol para la superficie inclinada no son simétricos respecto del mediodía solar.

$$\bar{R} = D + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \left[ \frac{1 + \cos\beta}{2} \right] + \rho \left[ \frac{1 - \cos\beta}{2} \right] \quad (2.36)$$

$$D = \begin{cases} \max\{0, G(\omega_{ss}, \omega_{sr})\} & \text{si } \omega_{ss} \geq \omega_{sr} \\ \max\{0, [G(\omega_{ss}, \omega_{-s}) + G(\omega_s, \omega_{sr})]\} & \text{si } \omega_{ss} < \omega_{sr} \end{cases}$$

$$\begin{aligned} G(\omega_1, \omega_2) = & \frac{1}{2d} \left[ \left( \frac{bA}{2} - a'B \right) (\omega_1 - \omega_2) \frac{\pi}{180} \right. \\ & + (a'A - bB)(\sin\omega_1 - \sin\omega_2) - a'C(\cos\omega_1 - \cos\omega_2) \\ & + \left( \frac{bA}{2} \right) (\sin\omega_1 \cos\omega_1 - \sin\omega_2 \cos\omega_2) \\ & \left. + \left( \frac{bC}{2} \right) (\sin^2\omega_1 - \sin^2\omega_2) \right] \end{aligned} \quad (2.37)$$

$$a' = a - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \quad (2.38)$$

La integración de la ecuación 2.35 comienza a la salida del sol sobre el plano inclinado o sobre el plano horizontal, lo que suceda mas tarde. La integración termina en la puesta de sol sobre el plano inclinado o sobre el plano horizontal, lo que suceda antes. Los ángulos horarios de salida y puesta de sol para el plano inclinado se obtienen de la ecuación 2.11 fijando  $\theta = 90^\circ$ . La solución de esto es una ecuación cuadrática que da dos valores para  $\omega$  (que deben estar entre  $\pm\omega_s$ ). Los signos de  $\omega_{sr}$  y  $\omega_{ss}$  dependen de la orientación de la superficie:

$$|\omega_{sr}| = \min \left[ \omega_s; \cos^{-1} \frac{AB + C\sqrt{A^2 - B^2 + C^2}}{A^2 + C^2} \right] \quad (2.39)$$

$$\omega_{sr} = \begin{cases} -|\omega_{sr}| & \text{si } (A > 0 \text{ y } B > 0) \text{ ó } (A \geq B) \\ +|\omega_{sr}| & \text{sino} \end{cases}$$

$$|\omega_{ss}| = \min \left[ \omega_s; \cos^{-1} \frac{AB - C\sqrt{A^2 - B^2 + C^2}}{A^2 + C^2} \right] \quad (2.40)$$

$$\omega_{sr} = \begin{cases} +|\omega_{ss}| & \text{si } (A > 0 \text{ y } B > 0) \text{ o } (A \geq B) \\ -|\omega_{ss}| & \text{sino} \end{cases}$$

donde

$$A = \cos\beta + \tan\phi\cos\gamma\sin\beta \quad (2.41a)$$

$$B = \cos\omega_s\cos\beta + \tan\delta\sin\beta\cos\gamma \quad (2.41b)$$

$$C = \frac{\sin\beta\sin\gamma}{\cos\phi} \quad (2.41c)$$

$$a = 0,409 + 0,5016\sin(\omega_s - 60) \quad (2.41d)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767\sin(\omega_s - 60) \quad (2.41e)$$

$$d = \sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s \quad (2.41f)$$

La forma de proceder es la siguiente. Primero, se busca la declinación para el día medio de cada mes en la tabla 2.2. Se calcula el ángulo de puesta de sol,  $\omega_s$ , para ese día con la ecuación 2.14. Después, se calcula la media mensual de radiación extraterrestre sobre superficie horizontal,  $\bar{H}_o$ , con la ecuación 2.20. Luego, de la base de datos de radiación disponible, se extrae la media mensual de radiación sobre superficie horizontal,  $\bar{H}$ , para luego calcular el factor de transparencia atmosférica,  $\bar{K}_T$ , dividiendo esta cantidad por el  $\bar{H}_o$  recién calculado. Con  $\bar{K}_T$  y  $\omega_s$ , usando la correlación de Erbs de la sección 2.5.6, se obtiene el valor de  $\bar{H}_d/\bar{H}$ . Es importante señalar que no es posible aplicar el método partiendo de datos estimados de  $\bar{K}_T$  por medio del método de Angstrom antes visto. Solo es posible aplicarlo con datos empíricos.

Después es necesario calcular las constantes del modelo K-T con las ecuaciones 2.41. Finalmente se termina de calcular lo mostrado en las ecuaciones 2.36 a 2.40 y se obtiene el valor final de  $\bar{R}$ . Con el se puede obtener la radiación media mensual sobre el plano inclinado para cada mes con la siguiente sencilla fórmula:

$$\bar{H}_T = \bar{H}\bar{R} \quad (2.42)$$

Este método de cálculo para  $\bar{R}$  funciona para todas las orientaciones de superficie y latitudes (hemisferio norte y sur). Es válido incluso cuando el sol se pone mas de una vez en la superficie durante el día (ej. para superficies orientadas al sur con  $\delta$  negativo). Por todo esto, el método de Klein-Theilacker es el mas exacto y preferido por lo que es el que se usa en este trabajo.

### 2.5.8. Modelos de Radiación de Día Claro

Los modelos de estimación de radiación solar de día claro son abundantes. Éstos estiman la radiación recibida instantáneamente en un día sin nubosidad por lo que son muy útiles para estimar las máximas radiaciones posibles de recibir al integrarlas en cierto período de tiempo.

Las principales diferencias entre los modelos están en la cantidad de datos de entrada y el grado de ajuste a datos reales que utilizan. Como ejemplo, se tienen modelos puramente físicos como el de Bird[16] que tiene como datos de entrada la presión atmosférica, el albedo del suelo, ozono total, agua precipitable, turbiedad de la atmósfera a  $0,5 \mu m$  y/o  $0,38 \mu m$  de longitud de onda y el scattering de aerosol. Luego, se tienen modelos intermedios como el de Page[17], que es un modelo semiempírico que requiere menos datos que el anterior y se basa un poco mas en un ajuste a curvas de datos de radiación medidos. Por último, se tiene modelos estrictamente empíricos como el de Perrin de Brichambaut[18] que tomó como base datos de radiación mayoritariamente del territorio de Francia y ajustó a ellos las curvas que se describen mas adelante.

En la decisión de que modelo utilizar, se debe tener en cuenta que mientras más físico el modelo, mayor cantidad de datos de entrada se requieren y por lo tanto mayor sensibilidad a éstos se tiene. Como usualmente no se dispone de datos tan específicos como los que exige un modelo como el de Bird[19], se opta por utilizar el modelo de Perrin de Brichambaut que ha sido comprobado como un modelo suficientemente exacto para los fines de este trabajo (se estiman errores máximos de  $\pm 10\%$ [30]).

El modelo de Perrin de Brichambaut es el que se muestra a continuación:

$$I = A \cdot \exp\left(\frac{-1}{B \cdot \sin(h + C)}\right) \quad \left[\frac{W}{m^2}\right] \quad (2.43a)$$

$$D = 125 \cdot K \cdot (\sin h)^{0,4} \quad \left[\frac{W}{m^2}\right] \quad (2.43b)$$

; donde

I: Radiación directa instantánea recibida sobre superficie horizontal en día despejado.

D: Radiación difusa instantánea recibida sobre superficie horizontal en día despejado.

h : Altura solar.

A,B,C,K: Constantes empíricas del modelo mostradas en tabla 2.5.8.

Es interesante notar que este modelo considera distintas condiciones de claridad del cielo como

	<b>C. Normal</b>	<b>C. Claro</b>	<b>C. Contaminado</b>
A	1230	1210	1260
B	3,8	6	2,3
C	1,6	1	3
K	1	0,75	1,33

se muestra en la tabla 2.5.8. Esto es particularmente útil para el uso en urbanizaciones grandes donde los problemas de contaminación son frecuentes y perjudican la cantidad de radiación recibida.

## 2.6. Dimensionamiento de Instalaciones Solares Térmicas

Este es el paso fundamental que determina que tan útil es una cierta instalación y hacer modificaciones en caso de obtener coberturas ineficientes. Aquí se aplican los datos recopilados y estimados de radiaciones, temperaturas, etc.

Para el dimensionamiento de las instalaciones es muy común la utilización del método de las curvas f (F-Chart [6]), que permite realizar el cálculo de la cobertura de un sistema solar, es decir, de su contribución a la aportación de calor total necesario para cubrir las cargas térmicas y de su rendimiento medio en un largo período de tiempo. Este método es aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para estimaciones de períodos extensos, sin embargo no debe aplicarse para estimaciones de tipo semanal o diario.

Para desarrollarlo, se usan datos mensuales meteorológicos, y se puede considerar suficientemente válido para determinar el rendimiento o factor de cobertura solar en instalaciones de calentamiento mediante captadores solares planos. No obstante, hay que tener mucha precaución ya que se ha documentado que este método puede ser inexacto para configuraciones distintas a las de acumulación centralizada con consumos directos [29].

El método es el que se detalla a continuación.

### 2.6.1. Dimensionamiento por Método de Carta-F

#### Campo de Aplicación

Sistemas solares en base a colectores solares planos hidrónicos o con aire, directos o indirectos, con circulación forzada de líquido (fluido) y almacenamiento separado.

- Para sistemas mixtos calefacción - agua caliente sanitaria.
- Para sistemas de agua caliente sanitaria solamente.

### Limitaciones

- Supone que toda energía  $> 20^{\circ}\text{C}$  es utilizable en el caso de calefacción y que toda energía  $> T_{red}$ , en el caso de agua solamente, es utilizable.
- No sirve para sistemas por termosifón.
- Sólo da valores medios y confiables en períodos largos.

### Objetivo

Determinar de manera simple el aporte solar medio que puede entregar uno de los sistemas antes descritos. Este aporte es esencial para determinar viabilidad económica de un proyecto.

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales del sistema de calentamiento solar y utilizar la simulación de funcionamiento mediante ordenador, para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un dilatado período de tiempo.

### Método

La ecuación utilizada en este método puede apreciarse en la siguiente fórmula:

$$f = 1,029D_1 + 0,065D_2 + 0,245D_1^2 + 0,0018D_2^2 + 0,0215D_1^3 \quad (2.44)$$

La secuencia que suele seguirse en el cálculo es la siguiente:

1. Valoración de las cargas caloríficas para el calentamiento de agua destinada a la producción de A.C.S. o calefacción.
2. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada del captador o captadores.
3. Cálculo del parámetro D1.
4. Cálculo del parámetro D2.

5. Determinación de la gráfica f.
6. Valoración de la cobertura solar mensual.
7. Valoración de la cobertura solar anual y formación de tablas.

Las cargas caloríficas determinan la cantidad de calor necesaria mensual para calentar el agua destinada al consumo doméstico, calculándose mediante la siguiente expresión:

$$Q_a = C_e \cdot C \cdot N(T_{ac} - T_r) \quad (2.45)$$

donde:

$Q_a$  = Carga calorífica mensual de calentamiento de A.C.S. (J/mes).

$C_e$  = Calor específico. Para agua: 4187 J/(kg°C).

$C$  = Consumo diario de A.C.S (l/día).

$T_{ac}$  = Temperatura del agua caliente de acumulación (°C).

$T_r$  = Temperatura del agua de red (°C).

$N$  = Número de días del mes en que se usará la instalación.

El parámetro  $D_1$  expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes:

$$D_1 = \frac{E \text{ absorbida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}} \quad (2.46)$$

La energía absorbida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = S_c \cdot F_r \cdot (\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot N \quad (2.47)$$

donde:

$S_c$  = Superficie del captador (m<sup>2</sup>).

$R_1$  = Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (kJ/m<sup>2</sup>).



$N$  = Número de días del mes.

$F_r'(\tau\alpha)$  = Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

$$F_r'(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n} (F_r'/F_r) \quad (2.48)$$

donde:

$F_r(\tau\alpha)_n$  = Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador.

$\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n}$  = Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).

$(F_r'/F_r)$  = Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

El parámetro  $D_2$  expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la carga calorífica de calentamiento durante un mes:

$$D_2 = \frac{E \text{ perdida por el captador}}{Carga \text{ calorífica mensual}} \quad (2.49)$$

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = S_c \cdot F_r' \cdot U_L \cdot (100 - T_M) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (2.50)$$

donde:

$S_c$  = Superficie del captador (m<sup>2</sup>).

$$F_r' \cdot U_L = F_r \cdot U_L \cdot (F_r'/F_r)$$

donde:

$F_r \cdot U_L$  = Pendiente de la curva característica del captador (coeficiente global de pérdidas del captador).

$T_M$  = Temperatura media mensual del ambiente.

$\Delta t$  = Período de tiempo considerado en segundos (s).

$K_1$  = Factor de corrección por almacenamiento que se obtiene a partir de las siguientes ecuaciones:

$$K_1 = [kg \text{ acumulación}/(75 \cdot S_c)]^{-0,25} \quad (2.51)$$

$$37,5 < (kg \text{ acumulación})/(m^2 \text{ captador}) < 300 \quad (2.52)$$

$K_2$  = Factor de corrección, para A.C.S., que relaciona la temperatura mínima de A.C.S., la del agua de red y la media mensual ambiente, dado por la siguiente expresión:

$$K_2 = 11,6 + 1,18T_{ac} + 3,86T_r - 2,32T_M/(100 - T_M) \quad (2.53)$$

donde:

$T_{ac}$  = Temperatura mínima del A.C.S.

$T_r$  = Temperatura del agua de red.

$T_M$  = Temperatura media mensual del ambiente.

Una vez obtenido D1 y D2 , aplicando la ecuación inicial se calcula la fracción de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar.

De esta forma, la energía útil captada cada mes,  $Q_u$  , tiene el valor:

$$Q_u = f \cdot Q_a \quad (2.54)$$

donde:

$Q_a$  = Carga calorífica mensual de A.C.S.

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se opera para todos los meses del año. La relación entre la suma de las fracciones mensuales aportadas y la suma de las cargas caloríficas, o necesidades mensuales de calor, determinará la fracción solar anual del sistema:

$$\text{Fracción Solar Anual} = \sum_{u=1}^{u=12} Q_{u \text{ necesaria}} / \sum_{a=1}^{a=12} Q_{a \text{ necesaria}} \quad (2.55)$$

## Capítulo 3

# Metodología Específica y Resultados

El trabajo se dividió en las siguientes etapas:

1. Información General.
2. Temperaturas Ambientales.
3. Temperaturas de Agua de la Red.
4. Demandas de Agua Caliente Sanitaria.
5. Radiaciones.
6. Pérdidas por Orientación e Inclinación.
7. Pérdidas por Sombras.

### 3.1. Información General

Se seleccionan las ciudades chilenas para las cuales se extraen los datos climatológicos y que son por lo tanto las referencias para las demás localidades de Chile. El criterio de selección se basa en un espaciado adecuado entre ciudades de manera de cubrir todas las latitudes de Chile así como en la disponibilidad de los datos climatológicos y solares disponibles.. Se seleccionan ciudades tanto costeras como interiores así como también algunas islas de importancia debido a su distintivo clima. La lista de ciudades con sus respectivas latitudes y alturas sobre el nivel del mar es la que se muestra en la tabla 3.1.

Se toman algunos elementos útiles incluidos en la Reglamentación Española sobre Instalaciones de Energía Solar Térmica[1] para confeccionar algunas de las herramientas de este documento. Se

	Lat. [°]	Long. [°]	Altura [m.]
<b>Arica</b>	-18,35	-70,33	59
<b>Iquique</b>	-20,53	-70,18	52
<b>Calama</b>	-22,50	-68,90	2320
<b>Antofagasta</b>	-23,43	-70,45	120
<b>Isla de Pascua</b>	-27,16	-109,43	47
<b>Copiapó</b>	-27,30	-70,41	291
<b>Vallenar</b>	-28,60	-70,76	538
<b>La Serena</b>	-29,91	-71,20	146
<b>Santiago (Pudahuel)</b>	-33,38	-70,78	476
<b>Santiago (Q. Normal)</b>	-33,43	-70,68	520
<b>R. Crusoe</b>	-33,61	-78,81	30
<b>Santo Domingo</b>	-33,65	-71,61	75
<b>Curicó</b>	-34,96	-71,21	242
<b>Chillan</b>	-36,58	-72,03	148
<b>Concepción</b>	-36,76	-73,06	16
<b>Temuco</b>	-38,76	-72,63	120
<b>Valdivia</b>	-39,63	-73,06	14
<b>Puerto Montt</b>	-41,43	-73,10	86
<b>Coyhaique</b>	-45,91	-71,70	311
<b>Punta Arenas</b>	-53,00	-70,85	37

Tabla 3.1: Lista de Ciudades Chilenas Seleccionadas.

escoge España debido a ser considerado uno de los países europeos de mayor trayectoria en cuanto a energía solar.

La norma española consta de un cuerpo principal en donde se explican los procedimientos de instalación, diseño y mantención de las instalaciones, temas que están fuera del alcance de este trabajo, y de Apéndices que contienen todas las demostraciones técnicas, gráficos y tablas de lo que se explica en el cuerpo (ésta es la parte que interesa).

Se trabajó en conjunto con un comité técnico solar de la CDT, compuesto por varios dueños de empresas ligadas al mercado solar térmico con gran experiencia en el tema. Se revisó en conjunto con este comité, por medio de reuniones, punto por punto el texto español y se identificaron los

puntos que debían ser revisados, comprobados y/o modificados para adecuarse a la realidad chilena.

Se tomó entonces los Apéndices y se revisó los puntos críticos averiguando si los datos expuestos son razonables a la vez que los procedimientos sean correctos[30]. Esto corresponde a un trabajo de revisión que modifica el documento español. Importante es señalar que la reglamentación española es aceptada en la Comunidad Europea por lo que cuenta con un gran respaldo.

Luego de esta revisión, se extrajo herramientas que podrían ser útiles de generar para el territorio chileno y se procedió a la recopilación y cálculo de variables chilenas como se explica en este capítulo.

### 3.2. Temperaturas Ambientales

Las temperaturas ambientales son un dato importante a la hora de diseñar un sistema solar térmico ya que como se vio en la sección 2.3.1, el rendimiento de los colectores solares depende de ellas.

De la recopilación de antecedentes se selecciona una fuente de datos internacional adecuada[14] para la obtención de las temperaturas ambientales medias mensuales, máximas y mínimas históricas para las ciudades seleccionadas.

Adicionalmente, para el estudio de aplicaciones de energía solar térmica, es necesario obtener la temperatura ambiental media durante el día, tiempo en el cual el colector está operativo. Para esto, es necesario conocer las temperaturas medias horarias. Si bien los datos de medias mensuales de temperaturas medias diarias, tanto como las máximas y mínimas diarias están disponibles en diversos centros de datos del mundo, las medias horarias no lo están y son muy difíciles de encontrar.

Ésta situación obliga a recurrir a una estimación que permite deducir a partir de suposiciones simples, la temperatura media durante el día. Con este fin, se adopta un ajuste sinusoidal de temperaturas horarias[30]. El ajuste es el siguiente:

$$T(t) = T_A + A \cdot \sin\left(\frac{\pi t}{12}\right) + B \cdot \cos\left(\frac{\pi t}{12}\right) \quad (3.1)$$

donde

$t$  = Hora del día ( $0 \leq t \leq 24$ ).

$T_M$  = Temperatura Media Ambiental Diaria (este es el dato de entrada).

$A$  y  $B$  = Constantes de ajuste.

La maximización de esta función arroja las siguientes dos condiciones:

$$A = B \cdot \tan\left(\frac{\pi t_{MAX}}{12}\right) \quad (3.2)$$

$$B = \frac{T_{MAX} - T_M}{\tan\left(\frac{\pi t_{MAX}}{12}\right) \sin\left(\frac{\pi t_{MAX}}{12}\right) + \cos\left(\frac{\pi t_{MAX}}{12}\right)} \quad (3.3)$$

donde  $t_{MAX}$  corresponde a la hora a la cual se da la máxima temperatura diaria.

Por lo tanto, para poder realizar el ajuste, es necesario suponer un valor para  $t_{MAX}$ . Se selecciona un valor de  $t_{MAX} = 16$  lo que supone que las temperaturas máximas se presentan a las 16:00hrs.

Entonces con el uso del modelo de la ecuación 3.1 en conjunto con los datos de temperaturas máximas, mínimas y las mostradas en la tabla 4.2, se pueden obtener las curvas de temperatura horaria para cada estación y para cada día registrado. Para la confección de estas curvas, se calcula también las horas de salida y puesta de sol para cada estación para cada día específico en el que se mide, lo que se logra con las ecuaciones 2.14 y 2.15. Esto es programado en Excel ya que se esta hablando de 365 ajustes por cada estación (son 20) lo que da un total de 7300 curvas horarias como la que se muestra en la figura 3.1.

Luego de obtenidas las curvas para cada día, se calcula el promedio durante el día para cada uno de los días del año de cada estación. Por último, se calculan los promedios de estas temperaturas para cada mes del año para cada estación obteniendo las medias mensuales de temperaturas ambientales medias durante el día.

### 3.3. Temperaturas del agua de red

Las temperaturas del agua de la red pueden ser estimadas de acuerdo a las temperaturas ambientales de los últimos meses[30]. En particular, se calcula la temperatura del agua de la red como el promedio de las temperaturas medias mensuales ambientales de los últimos 3 meses. Es decir la temperatura media mensual del agua de la red para el mes  $i$ ,  $Tr_{M(i)}$ , está dada por:

$$Tr_{M(i)} = \frac{T_{M(i-3)} + T_{M(i-2)} + T_{M(i-1)}}{3} \quad (3.4)$$

De acuerdo a esta ecuación, y tomando las temperaturas para las ciudades principales de Chile de la tabla 4.2, se obtienen las temperaturas de la red.

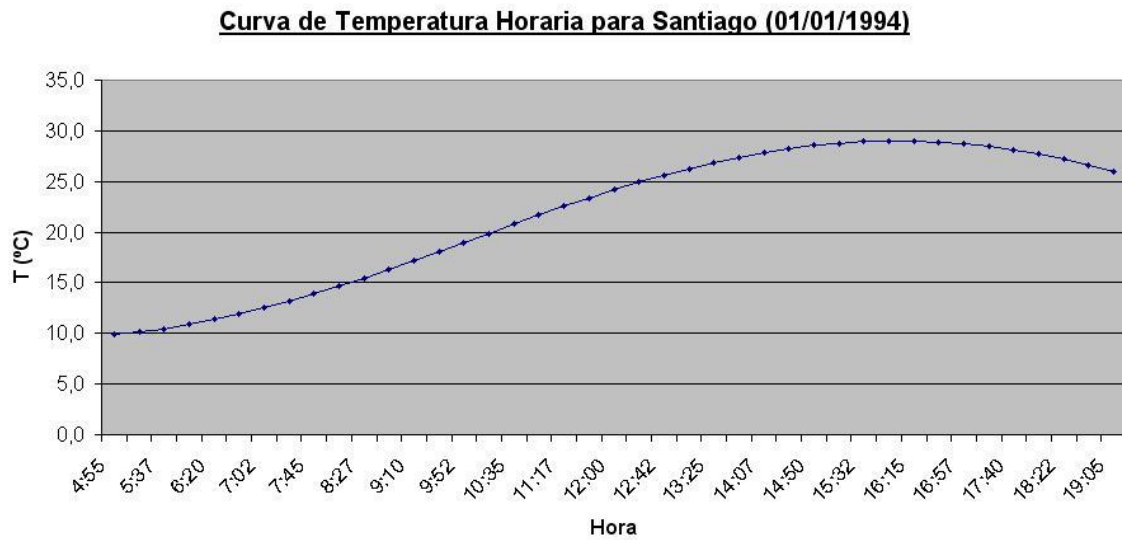


Figura 3.1: Ejemplo de Curva de Temperatura Horaria.

### 3.4. Demandas de agua caliente por tipo de vivienda

En el diseño de sistemas solares de calentamiento de A.C.S., es esencial poder estimar correctamente los consumos de las instalaciones ya que el dimensionamiento de éstas depende fuertemente de este dato. Se recomienda siempre que sea posible, usar el promedio de la demanda A.C.S. de la instalación en años anteriores. Sin embargo, en muchas ocasiones, este dato no está disponible (ej. construcciones nuevas). En estos casos, de acuerdo a lo expuesto en la norma internacional[1], se utilizan los valores de demanda que se muestran en la tabla 3.2.

<b>Criterio de Consumo</b>	<b>Lts./dia</b>	
Viviendas Unifamiliares	40	por persona
Viviendas Multifamiliares	30	por persona
Hospitales y Clínicas	80	por cama
Hoteles (4 Estrellas)	100	por cama
Hoteles (3 Estrellas)	80	por cama
Hoteles/Hostales (2 Estrellas)	60	por cama
Campings	60	por emplazamiento
Hostales/Pensiones (1 Estrella)	50	por cama
Residencias (ancianos, estudiantes, etc.)	80	por cama
Vestuarios/Duchas Colectivas	20	por servicio
Escuelas	5	por alumno
Cuarteles	30	por persona
Fabricas y Talleres	20	por persona
Oficinas	5	por persona
Gimnasios	30-40	por usuario
Lavanderías	5-7	por kilo de ropa
Restaurantes	8-15	por comida
Cafeterías	2	por almuerzo

Tabla 3.2: Demandas de Agua Caliente Sanitaria por Tipo de Construcción. Fuente:[1]

### 3.5. Radiaciones

Este conjunto de datos es sin duda uno de los mas relevantes en el trabajo. Si los datos de radiación no son correctos, cualquier dimensionamiento con ellos resultará errado y por lo tanto las instalaciones no se desempeñarán como deben. Por ello es necesario invertir un tiempo considerable en la recopilación y verificación de los datos.

#### 3.5.1. Datos recopilados

Se extraen los datos de radiación media mensual disponibles en una base de datos de radiación mundial[15]. También se extraen los datos de horas medias mensuales de sol para cada estación seleccionada. La extracción se hace a mano ya que no existe la posibilidad de bajar una base de datos sino que solo se cuenta con un despliegue gráfico de estos (ver Figura 3.2 y 3.3). En total se



extraen alrededor de 4500 datos los cuales se resumen en lo que sigue de este informe.

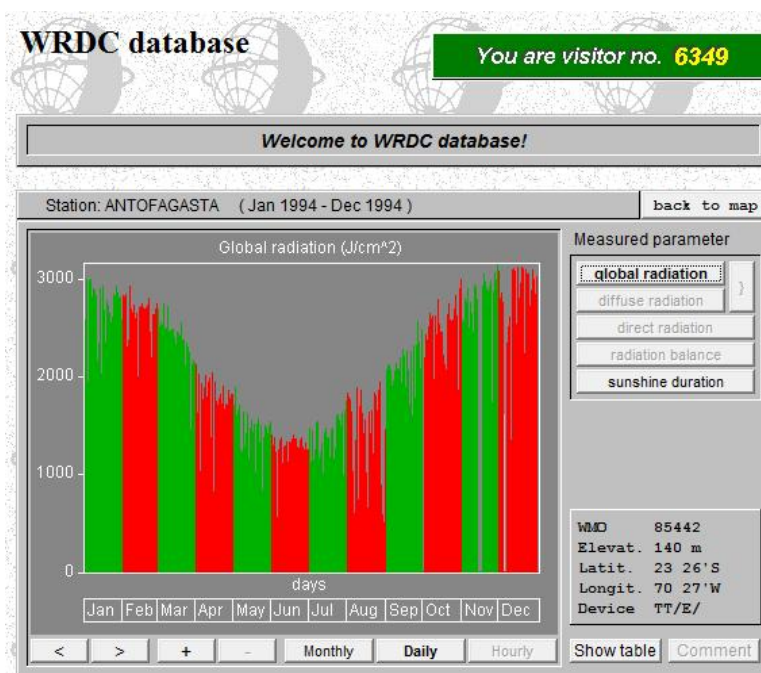


Figura 3.2: Despliegue gráfico de fuente de datos rusa. Fuente:[15]

Es importante mencionar que la fuente de datos utilizada, mantenida por Rusia, es una de las fuentes de datos de radiación mundial (WRDC) patrocinada por la Organización Mundial Meteorológica (WMO) por lo que se puede considerar una base de datos seria. Sin embargo, para mayor seguridad, los datos extraídos de esta fuente rusa fueron corroborados por los existentes en los registros de la biblioteca de la Dirección Meteorológica de Chile ubicada en Quinta Normal, Santiago, Chile. En este lugar se constató además que existe un convenio vigente desde los años '80 que compromete a la Dirección Meteorológica de Chile a reportar periódicamente sus datos de radiación solar a esta fuente rusa. Esto permite tener plena confianza en los datos utilizados.

Para mayor información sobre como se obtuvieron los datos, cuantas muestras para cada mes se usaron, etc. se incluye en el Apéndice A una tabla en donde se muestra la cantidad de datos utilizados para calcular cada valor en las tablas anteriores. Así por ejemplo, de esta tabla se puede saber que para el cálculo de las medias de los datos de radiación de Arica se utilizaron datos mensuales desde el año 1997 hasta el año 2002, mientras que para las horas de sol se utilizaron datos mensuales desde 1994 hasta 2006. Lo anterior marca un precedente en cuanto a la representatividad estadística de los datos.

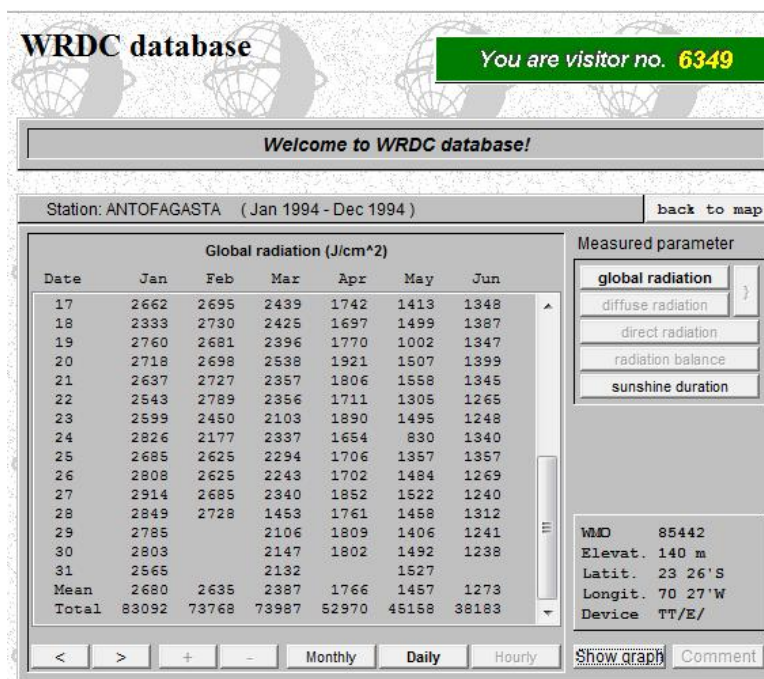


Figura 3.3: Despliegue gráfico de fuente de datos rusa. Fuente:[15]

### 3.5.2. Datos estimados

En los casos en que para cierta localidad no se cuenta con los datos de radiación, y no es posible obtenerlos de otra fuente confiable, es posible emplear el método de Angstrom descrito en la sección 2.5.4 para estimarlos. Con la ecuación 2.21 en conjunto con los datos de horas de sol de la tabla 4.6 y las constantes obtenidas de las tablas 2.3, 2.4 y 2.5 se puede aplicar el método.

Sin embargo, como se cuenta con los datos tanto de radiación como de horas de sol para algunas localidades chilenas, es posible utilizar el método para estimar constantes de Angstrom para el territorio de Chile, con las cuales se espera obtener correlaciones con menores errores a los que se obtendrían con las constantes mencionadas en el párrafo anterior, y a la vez que comprobar el método.

Se calculan entonces las constantes de Angstrom para las localidades en que se cuenta con los datos tanto de radiación como de horas de sol. La forma de proceder es la que se muestra a continuación. Para cada localidad se realizaron los siguientes pasos:

1. Se programa en Excel una tabla que calcula para todos los días del año los siguiente valores: Declinación ( $\delta$ ), Ángulo horario de salida ( $\omega_r$ ) y puesta de sol ( $\omega_s$ ), Radiación extraterrestre

normal ( $G_{on}$ ) y la Radiación extraterrestre sobre superficie horizontal ( $H_o$ ) utilizando los valores anteriores. Todas las ecuaciones necesarias para calcular las cantidades mencionadas se incluyen en los Antecedentes de este informe.

2. Se calcula la media mensual de la radiación extraterrestre sobre superficie horizontal,  $\bar{H}_o$ , para cada mes utilizando los valores diarios para mayor precisión (también se podría utilizar la ecuación 2.20 junto con los valores de la tabla 2.2).
3. Se extraen los valores de las medias mensuales de radiación extraterrestre diaria sobre superficie horizontal medidos  $\bar{H}$  para cada mes mostrados en la tabla 4.5. Es importante recordar que esté método solo es aplicable a lugares en donde existen datos medidos de radiación global.
4. Se calcula el índice de transparencia atmosférica  $K_T$  dividiendo  $\bar{H}$  por  $\bar{H}_o$ .
5. Se calculan las medias mensuales de horas de sol diarias  $\bar{N}$  con la ecuación 2.16 y utilizando los valores de  $\omega_s$  y  $\omega_r$  calculados en el primer punto.
6. Se extraen los datos de las medias mensuales de horas de sol,  $\bar{n}$ , de la locación a analizar para cada mes de la tabla 4.6.
7. Se calcula la fracción de asoleamiento  $K_s$  para cada mes dividiendo  $\bar{n}$  por  $\bar{N}$ .
8. Luego se crea un gráfico de dispersión con  $K_T$  en la ordenada y  $K_s$  en la abscisas y se observa la correlación existente entre ambas variables.
9. Se grafica una línea de tendencia lineal sobre los datos y se obtiene la ecuación de la recta. Las constantes de Angstrom corresponden a las constantes de la ecuación de la recta de tendencia lineal.

Un ejemplo de la aplicación de lo anterior se muestra en la tabla 3.3. Se puede apreciar en ella los valores de radiación obtenidos con las constantes de Angstrom calculadas y el error de la estimación. En el gráfico de dispersión (ver figura 3.4) se aprecia una muy buena correlación entre las variables  $K_T$  y  $K_s$  lo que corrobora la teoría de Angstrom.

### 3.6. Pérdidas de radiación por orientación e inclinación

En el diseño de sistemas que utilizan colectores solares térmicos es fundamental determinar la orientación adecuada de estos de manera que puedan aprovechar la mayor cantidad posible de energía solar. El criterio es usualmente maximizar la cantidad de energía recibida en el año,

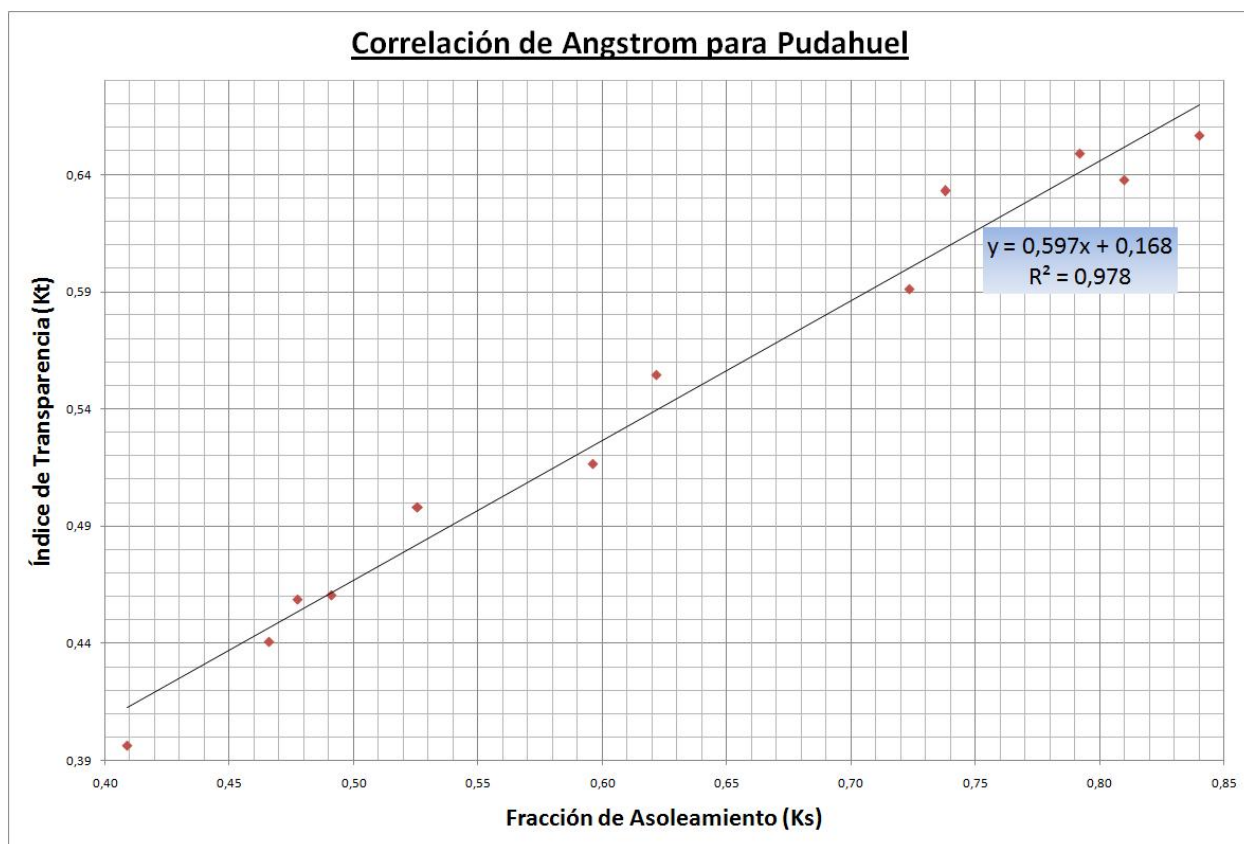


Figura 3.4: Correlación de Angstrom.

sin embargo, pueden existir otros criterios específicos para ciertas aplicaciones. Por ejemplo, en instalaciones en casas de verano puede ser de mayor utilidad usar un criterio que maximice la cantidad de energía captada en verano, sacrificando la energía captada en invierno ya que en esa época no será requerida. En este trabajo se trata el criterio de maximización anual ya que es el mas comúnmente utilizado.

El problema de maximización se resolvió utilizando lo expuesto en la sección 2.5.7 y una planilla Excel que calcula el factor  $\bar{R}$  para cada mes del año con el método K-T. El procedimiento se explica a continuación.

Se programó una planilla Excel para extraer  $\bar{R}$  para cada mes, latitud, inclinación de superficie (de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  en intervalos de  $5^\circ$ ) y azimuth (de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  de a  $5^\circ$ . El problema es simétrico con respecto a la orientación N-S por lo que los azimuth negativos no fue necesario calcularlos). Es necesario recordar que el método requiere de la utilización de  $\bar{K}_T$  por lo que no fue posible aplicarlo a las locaciones en donde no se cuenta con datos empíricos de  $\bar{H}$ .

En total fue necesario calcular  $\bar{R}$  para 14 latitudes distintas con 18 inclinaciones distintas cada una, a su vez con 36 orientaciones distintas y todo ello para cada mes del año para dar un total de alrededor de 100.000 datos de  $\bar{R}$ . Esto se logró por medio de la programación de Macros en lenguaje Visual Basic que permitieron automatizar el proceso y convertirlo en una iteración computacional que tomó unos días en completarse. En la figura 3.5 se muestra una pequeña porción de la planilla en donde se visualiza lo expuesto anteriormente. Recordar que cada uno de los factores de la tabla de la figura 3.5 corresponde a la fracción de energía captada en el plano con cierta inclinación con respecto a la radiación que se recibiría sobre el mismo plano pero horizontal ( $\beta = 0^\circ$ . Esta es la razón del por qué en la primera fila se tienen  $\bar{R}$ 's = 1 o muy cercanos a ello).

Luego de obtenidas las tablas, como se muestra en la figura 3.5, se calcularon las medias anuales para cada inclinación separadas por orientación y latitud. Se tabularon estos valores en una tabla como la que se muestra en la figura 3.6. Luego se dividieron los valores de la tabla de la figura 3.6 por el valor máximo de ella, de manera de obtener las proporciones de radiación captada en relación al máximo posible anualmente (ver figura 3.7).

Por último, los valores de la tabla de la figura 3.7 se grafican en Matlab para obtener un diagrama polar que permite visualizar las curvas de nivel de la función de maximización de energía captada anualmente.

Mes	$\bar{H}_o$ ( $J/(cm^2 \cdot dia)$ )	$\bar{H}$ Medido ( $J/(cm^2 \cdot dia)$ )	$K_T$	$\bar{N}$ (hrs.)	$\bar{n}$ (hrs.)	$K_s$	$\bar{H}$ Angstrom ( $J/(cm^2 \cdot dia)$ )	Dif.
Ene	4269,2	2803,3	0,66	13,9	11,7	0,84	<b>2857,9</b>	-1,9 %
Feb	3887,5	2478,9	0,64	13,2	10,7	0,81	<b>2532,9</b>	-2,1 %
Mar	3266,2	1930,6	0,59	12,2	8,8	0,72	<b>1959,3</b>	-1,5 %
Abr	2531,8	1308,1	0,52	11,2	6,7	0,60	<b>1326,5</b>	-1,4 %
May	1934,3	891,0	0,46	10,3	5,0	0,49	<b>892,0</b>	-0,1 %
Jun	1657,7	657,4	0,40	9,8	4,0	0,41	<b>683,1</b>	-3,8 %
Jul	1777,4	783,1	0,44	10,0	4,7	0,47	<b>793,0</b>	-1,2 %
Ago	2267,0	1039,8	0,46	10,8	5,2	0,48	<b>1027,2</b>	1,2 %
Sep	2966,9	1477,8	0,50	11,8	6,2	0,53	<b>1429,7</b>	3,4 %
Oct	3659,5	2029,5	0,55	12,9	8,0	0,62	<b>1973,2</b>	2,9 %
Nov	4155,8	2630,5	0,63	13,8	10,2	0,74	<b>2528,7</b>	4,0 %
Dic	4366,6	2834,8	0,65	14,2	11,2	0,79	<b>2798,2</b>	1,3 %

Tabla 3.3: Ejemplo de aplicación de metodología para obtener constantes de Angstrom. Caso: Pudahuel, Santiago.

# Capítulo 3. Metodología Específica y Resultados

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	AZ				
1	Azimuth																																Azimuth												Azimuth											
2	0																																5												10											
3	Factor de Corrección R																																Factor de Corrección R												Factor de Corrección R											
4	LAT = 18° S																																LAT = 18° S												LAT = 18° S											
5	Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic																																Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic												Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic											
6	0																																0												0											
7	0.99																																0.99												0.99											
8	0.98																																0.98												0.98											
9	0.96																																0.96												0.96											
10	0.94																																0.94												0.94											
11	0.91																																0.91												0.91											
12	0.88																																0.88												0.88											
13	0.84																																0.84												0.84											
14	0.80																																0.80												0.80											
15	0.76																																0.76												0.76											
16	0.71																																0.71												0.71											
17	0.66																																0.66												0.66											
18	0.61																																0.61												0.61											
19	0.56																																0.56												0.56											
20	0.50																																0.50												0.50											
21	0.44																																0.44												0.44											
22	0.39																																0.39												0.39											
23	0.34																																0.34												0.34											
24	0.30																																0.30												0.30											
25	0.28																																0.28												0.28											
26	0.28																																0.28												0.28											
27	LAT = 22° S																																LAT = 22° S												LAT = 22° S											
28	Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic																																Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic												Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic											
29	0																																0												0											
30	0.99																																0.99												0.99											
31	0.98																																0.98												0.98											
32	0.96																																0.96												0.96											
33	0.94																																0.94												0.94											
34	0.91																																0.91												0.91											
35	0.88																																0.88												0.88											
36	0.84																																0.84												0.84											
37	0.80																																0.80												0.80											
38	0.76																																0.76												0.76											
39	0.71																																0.71												0.71											
40	0.66																																0.66												0.66											
41	0.61																																0.61												0.61											
42	0.56																																0.56												0.56											
43	0.50																																0.50												0.50											
44	0.44																																0.44												0.44											
45	0.39																																0.39												0.39											
46	0.34																																0.34												0.34											
47	0.30																																0.30												0.30											
48	0.28																																0.28												0.28											
49	0.28																																0.28												0.28											
50	0.28																																0.28												0.28											

Figura 3.5: Planilla de obtención de datos.



		AZIMUTH																																										
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	165	170	175	180						
Inclinación	LAT = 18° S	0	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99					
		5	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01			
		10	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01		
		15	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01		
		20	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01		
		25	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01		
		30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99		
		35	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96		
		40	0.96	0.96	0.96	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.92	0.92	0.91	0.90	0.89	0.89	0.88	0.88	0.88	0.88	0.86	0.86	0.86	0.84	0.84	0.82	0.82	0.81	0.81	0.79	0.79	0.77	0.77	0.75	0.75	0.73	0.73	0.72	0.72	0.72
		45	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.92	0.92	0.91	0.91	0.90	0.90	0.89	0.89	0.88	0.88	0.87	0.86	0.85	0.83	0.83	0.83	0.80	0.80	0.80	0.78	0.78	0.75	0.75	0.73	0.73	0.71	0.71	0.69	0.69	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	
		50	0.90	0.90	0.90	0.90	0.89	0.89	0.89	0.89	0.88	0.88	0.87	0.87	0.86	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.80	0.80	0.80	0.77	0.77	0.77	0.74	0.74	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.69	0.69	0.66	0.66	0.64	0.64	0.63	0.62	0.62	0.62	
		55	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.85	0.85	0.84	0.84	0.83	0.82	0.82	0.81	0.80	0.79	0.76	0.76	0.76	0.76	0.74	0.74	0.71	0.71	0.68	0.68	0.65	0.65	0.65	0.62	0.62	0.60	0.60	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.58	0.58	
	60	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.81	0.81	0.80	0.80	0.79	0.78	0.77	0.76	0.73	0.73	0.70	0.70	0.70	0.67	0.67	0.64	0.64	0.61	0.61	0.61	0.58	0.58	0.56	0.56	0.55	0.55	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	
	65	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.77	0.77	0.77	0.76	0.76	0.75	0.74	0.73	0.72	0.70	0.70	0.67	0.67	0.67	0.64	0.64	0.61	0.61	0.57	0.57	0.54	0.54	0.52	0.52	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51		
	70	0.73	0.73	0.73	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.73	0.73	0.73	0.73	0.72	0.71	0.70	0.69	0.66	0.66	0.64	0.64	0.61	0.61	0.57	0.57	0.53	0.53	0.50	0.50	0.48	0.48	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47		
	75	0.68	0.68	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.70	0.70	0.69	0.69	0.69	0.68	0.68	0.67	0.66	0.65	0.63	0.63	0.63	0.60	0.60	0.57	0.57	0.53	0.53	0.49	0.49	0.47	0.47	0.45	0.45	0.44	0.44	0.41	0.41	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34		
	80	0.63	0.63	0.64	0.64	0.64	0.64	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.64	0.63	0.63	0.62	0.60	0.60	0.57	0.57	0.53	0.53	0.49	0.49	0.44	0.44	0.44	0.44	0.41	0.41	0.35	0.35	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33		
	85	0.58	0.58	0.59	0.59	0.59	0.60	0.60	0.60	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.60	0.59	0.58	0.56	0.56	0.54	0.54	0.51	0.51	0.48	0.48	0.45	0.45	0.42	0.42	0.39	0.39	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33		
	90	0.54	0.54	0.54	0.54	0.55	0.55	0.56	0.56	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.56	0.56	0.55	0.53	0.53	0.51	0.51	0.48	0.48	0.45	0.45	0.42	0.42	0.39	0.39	0.36	0.36	0.33	0.33	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32		

Figura 3.6: Planilla resumen de factores de corrección  $\bar{R}$  medios anuales. Caso: Arica.





### 3.7. Pérdidas por sombras

Así como las pérdidas por orientación e inclinación pueden afectar el desempeño de una instalación por pérdidas de radiación captada, del mismo modo, las sombras producidas por construcciones, objetos o incluso accidentes naturales como cerros, pueden disminuir de manera importante la cantidad de radiación que el captador recibe durante el año. Por esto es necesario poder estimar las pérdidas por este concepto.

#### 3.7.1. Pérdidas por obstáculos

Se crean una serie de gráficos que permiten aplicar de manera sencilla un método de estimación de pérdidas de radiación por sombras producidas por obstáculos. La forma de proceder fue la siguiente:

- Primero se programó en Excel el modelo de Perrin de Brichambaut visto en la sección 2.5.8. En la figura 3.8 se aprecia el modelo creado, el cual permite obtener la radiación horaria, diaria y por lo tanto media diaria mensual para todas las latitudes, inclinaciones, orientaciones y días del año.
- Luego se creó en Matlab un programa que grafica los recorridos del sol en un diagrama cilíndrico a través del año. Este diagrama muestra la altura del sol en función de su azimut a lo largo de todo el año.
- Se dividieron las porciones del cielo que recorre el sol durante el año. Primero se dividió por hora solar local, delimitándose cada una hora desde el mediodía solar. Luego, se dividió en 4 porciones de igual altura.
- Se designó un código único a cada uno de estos sectores, cada uno de los cuales representa un aporte de radiación anual como lo muestra la figura 3.9. En ella se muestra una carta cilíndrica donde se dibujan las trayectorias del sol durante el año para cierta localidad. Cada una de las porciones de la figura representan el recorrido del sol en cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene por lo tanto una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio.
- Con el modelo creado en Excel, se programó en Visual Basic una Macro que permite tabular los aportes anuales de cada uno de estos sectores sumando las radiaciones horarias adecuadas durante los períodos del año en que el sol transita por las alturas y horas correspondientes

a cada sector. Esto se hizo para cada sector para cada latitud, cada inclinación y cada orientación. Se iteró hasta obtener los cerca de 75.000 datos.

- Con ello se obtuvo el aporte de radiación de cada uno de los sectores delimitados en el diagrama para cada configuración de los colectores y lugar.
- Se calculó el porcentaje de cada uno de los aportes de los sectores con respecto al aporte de radiación total(dado por la suma de los aportes de todo el cielo) y se tabuló para las distintas configuraciones. Se crean entonces tablas como la 4.10 que indican el porcentaje de irradiación solar anual perdida debido a la obstaculización de cada porción de la figura 3.9.

EXPRESIONES BÁSICAS			DATOS DE ENTRADA					Dur. Día		Declinación		Rad a °		CC
Albedo	FECHA	Latitud [°]	Inclinación [°]	Az. plano [°]	Dur. Día	Rad a °	Declinación [°]	Rad a °	Declinación [°]	Rad a °	Declinación [°]	Rad a °		
0.2	11-12-2007	-30	70	100	13 303	57 2958	-23.1	57 2958	-23.1	57 2958	-23.1	57 2958	CTRL+MAYUS+A	
11	mes	rad	rad	rad	n día	n día	rad	rad	n día	n día	rad	rad	CTRL+MAYUS+I	
	12	-0.524	1.222	1.75	345	345	-0.404	345	-0.404	345	0.0175	345	CTRL+MAYUS+S	
													CTRL+MAYUS+N	

RESULTADOS							
		TOTALES DIARIOS		TOTALES ANUALES			
	Normal	Claro	Poluido	Normal	Claro	Poluido	
kWh/(dia*m2)	8.70	9.22	7.89	Horiz	2 563.5	2 761.1	
kWh/(dia*m2)	3.92	3.97	3.79	Incl	2 034.8	2 179.0	
kWh/(dia*m2)	5.55	6.04	4.94	Incl. Az	2 034.8	2 179.0	
TOTALES MENSUALES							
Mes = DICIEMBRE							
	FACTOR K			Normal		Poluido	
kWh/(mes*m2)	8.70	9.22	7.89	Horiz	225.3	239.9	
Factor k	0.45	0.43	0.48	Incl	239.5	255.6	
Factor k	0.64	0.65	0.63	Incl. Az	239.5	255.6	
MEDIA MENSUAL EN EL AÑO							
	Normal		Poluido				
kWh/(mes*m2)	213.6	230.1	189.2	Horiz	7.3	7.7	
kWh/(mes*m2)	159.6	181.6	152.1	Incl	7.7	8.2	
kWh/(mes*m2)	159.6	181.6	152.1	Incl. Az	7.7	8.2	
MEDIA DIARIA EN EL MES							
	Normal		Poluido				
kWh/(dia*m2)	7.3	7.7	6.6	Horiz	7.3	7.7	
kWh/(dia*m2)	7.7	8.2	6.9	Incl	7.7	8.2	
kWh/(dia*m2)	7.7	8.2	6.9	Incl. Az	7.7	8.2	

Hora(s)	AZ		CIELO NORMAL			Theta		I_b	I_b_incl	Glob. inc	ThetaAz	Glob. az	
	AH	Altura	I_refl	Global hz	I_b	I_b_incl							
4:00	-120.00	-125.6	0.0	0.0	0.0	127.2	0.0	0.0	0.0	0.0	135.5	0.0	
4:30	-112.50	-121.3	0.0	0.0	0.0	121.5	0.0	0.0	0.0	0.0	137.7	0.0	
5:00	-105.00	-117.3	0.0	0.0	0.0	115.8	0.0	0.0	0.0	0.0	138.6	0.0	
5:30	-97.50	-113.7	3.0	66.9	110.1	110.1	0.0	35.3	35.3	35.3	138.8	35.3	
6:00	-90.00	-110.3	7.8	139.6	104.6	104.6	0.0	71.8	71.8	71.8	138.8	51.5	
6:30	-82.50	-107.1	14.3	242.4	99.2	99.2	0.0	99.2	99.2	99.2	134.1	66.1	
7:00	-75.00	-104.0	21.4	354.5	94.0	94.0	0.0	79.7	79.7	130.4	130.4	79.7	
7:30	-67.50	-100.9	28.8	468.2	89.0	89.0	12.8	105.2	105.2	128.0	128.0	92.4	
8:00	-60.00	-97.9	35.9	578.8	84.3	84.3	80.2	148.2	148.2	121.0	104.0	92.0	
8:30	-52.50	-94.7	42.9	682.9	79.8	79.8	145.2	192.7	192.7	115.6	114.6	95.16	
9:00	-45.00	-91.3	49.4	777.9	75.8	75.8	192.7	237.9	237.9	109.9	123.9	97.47	
9:30	-37.50	-87.5	55.9	861.6	72.1	72.1	237.9	275.0	275.0	109.8	132.9	98.17	
10:00	-30.00	-82.8	62.4	923.3	69.0	69.0	275.0	308.3	308.3	97.6	136.7	100.42	
10:30	-22.50	-77.5	68.8	965.6	66.5	66.5	308.3	336.7	336.7	91.2	144.0	101.91	
11:00	-15.00	-71.6	74.9	998.4	65.1	65.1	336.7	360.4	360.4	84.7	149.5	101.00	
11:30	-7.50	-66.4	80.4	1023.2	63.5	63.5	360.4	380.6	380.6	78.0	153.1	102.23	
12:00	0.00	-61.1	83.1	1050.0	62.7	62.7	380.6	400.0	400.0	71.3	155.6	102.23	
12:30	7.50	-56.0	84.4	1078.8	62.4	62.4	400.0	418.6	418.6	64.6	157.3	102.23	
13:00	15.00	-51.3	84.8	1109.4	62.4	62.4	418.6	436.5	436.5	57.8	158.1	101.90	
13:30	22.50	-47.0	85.1	1141.6	62.4	62.4	436.5	454.0	454.0	50.9	157.9	101.91	
14:00	30.00	-43.0	85.1	1175.4	62.4	62.4	454.0	471.2	471.2	44.0	156.7	100.24	
14:30	37.50	-39.3	84.8	1211.6	62.4	62.4	471.2	488.0	488.0	37.1	154.9	99.17	
15:00	45.00	-36.0	84.3	1249.4	62.4	62.4	488.0	504.5	504.5	30.2	152.4	97.47	
15:30	52.50	-33.0	83.1	1288.8	62.4	62.4	504.5	520.8	520.8	23.4	148.8	95.16	
16:00	60.00	-30.0	81.3	1329.9	62.4	62.4	520.8	536.8	536.8	16.6	143.8	92.01	
16:30	67.50	-27.0	79.0	1372.7	62.4	62.4	536.8	552.6	552.6	10.1	138.4	88.18	
17:00	75.00	-24.0	76.3	1417.4	62.4	62.4	552.6	568.2	568.2	5.2	132.7	83.68	
17:30	82.50	-21.0	73.1	1463.9	62.4	62.4	568.2	583.6	583.6	0.0	126.8	79.17	
18:00	90.00	-17.9	69.5	1512.2	62.4	62.4	583.6	600.0	600.0	0.0	120.6	74.80	
18:30	97.50	-14.7	65.5	1562.4	62.4	62.4	600.0	617.3	617.3	0.0	114.2	70.64	
19:00	105.00	-11.3	61.0	1614.4	62.4	62.4	617.3	636.5	636.5	0.0	107.6	66.77	
19:30	112.50	-7.9	56.0	1668.0	62.4	62.4	636.5	657.6	657.6	0.0	100.6	63.21	
20:00	120.00	-4.5	50.6	1723.2	62.4	62.4	657.6	680.0	680.0	0.0	93.2	60.00	
TOTALES					10.10	0.91	0.54	8.70	2.47	3.92	kWh/(dia*m2)	5.55	TOTALES

Figura 3.8: Programación de modelo de Perrin de Bricambaut en planilla Excel.

### 3.7.2. Distancia mínima entre filas de captadores

Según lo estipulado en la normativa internacional, en particular la española[1], el criterio de determinación de distancia mínima entre captadores es que se debe asegurar un mínimo de dos horas de sol antes y dos horas de sol después del mediodía solar del solsticio de invierno sobre los colectores.

Se trata entonces de un problema geométrico como el que se muestra en las figuras 3.10 y 3.11.

De las figuras se extraen las siguientes ecuaciones del problema:

$$x = \frac{h}{\tan\alpha} \quad (3.5a)$$

$$\gamma_c = \gamma_s - \gamma \quad (3.5b)$$

$$d = \cos\gamma_c \cdot x \quad (3.5c)$$

Resolviendo, se llega a lo siguiente:

$$d = \frac{\cos(\gamma_s - \gamma) \cdot h}{\tan\alpha} \quad (3.6)$$

Entonces se puede reescribir lo anterior y decir que la distancia  $d$  que separa a los colectores será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h \cdot k \quad (3.7)$$

donde  $k$  es un coeficiente adimensional.

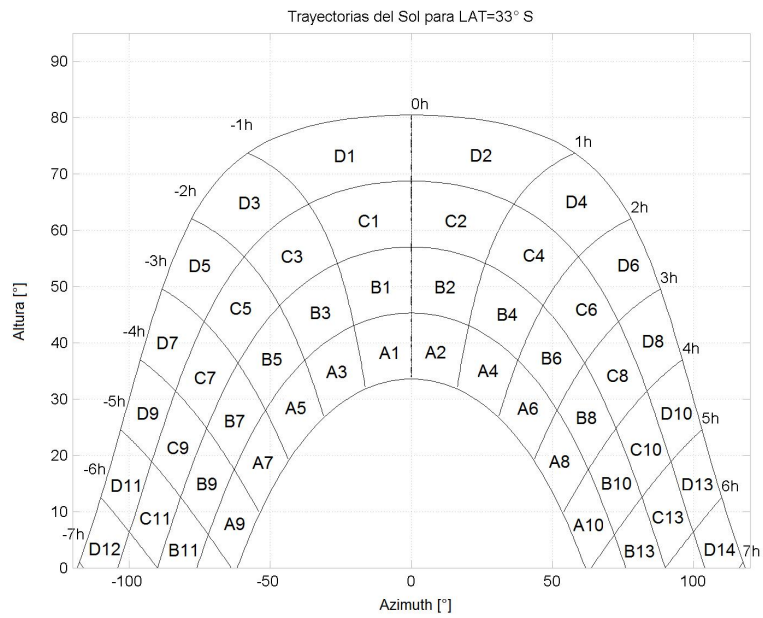


Figura 3.9: Diagrama de trayectorias del sol durante el año. Caso: Santiago.

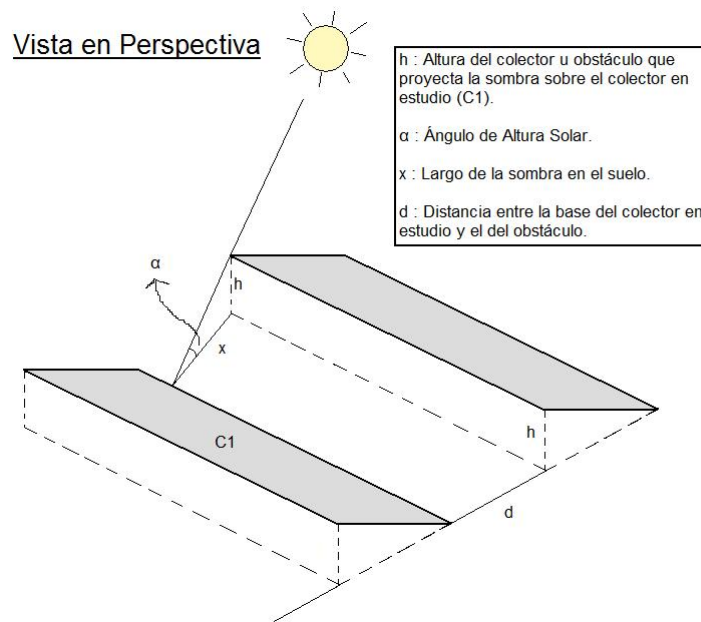


Figura 3.10: Problema de distancia mínima entre captadores. Vista en Perspectiva.

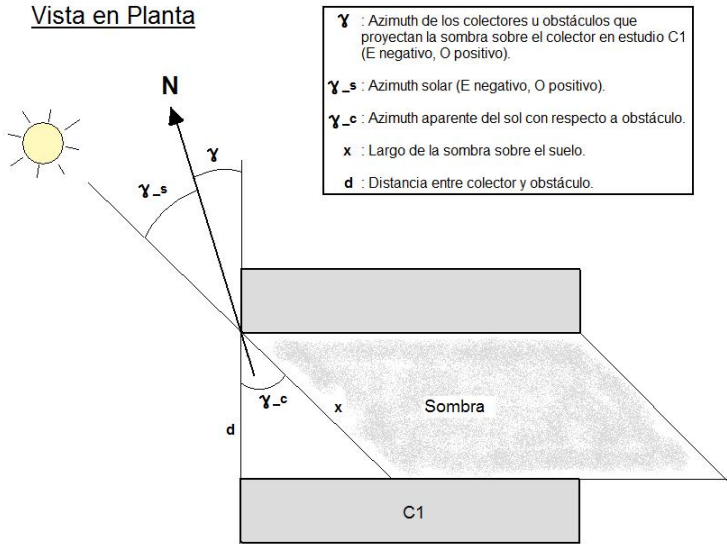


Figura 3.11: Problema de distancia mínima entre captadores. Vista en Planta.

## Capítulo 4

# Resultados y Discusión

De acuerdo a la metodología descrita en el capítulo anterior, se procede a la extracción de datos y creación de gráficos y tablas.

### 4.1. Temperaturas ambientales

Primero, se obtienen las temperaturas mínimas históricas para las ciudades seleccionadas, muy importantes para evaluar peligros de congelamiento. Éstas se muestran en la tabla 4.1.

Luego, a partir de datos diarios desde 1994 al presente, para cada estación (mas de 4000 datos por estación), se obtienen las medias mensuales que se resumen en la tabla 4.2.

Luego, se calculan las temperaturas durante el día y se obtiene la tabla 4.3.

De un análisis de las tablas se puede ver, como es de esperar, que las temperaturas durante el día son levemente superiores a las medias del día completo. La modelación de la curva de temperaturas horarias es por lo tanto adecuada.

Es importante tener en cuenta que gracias a este análisis se evita una subestimación del rendimiento del colector. Esto ya que al utilizar temperaturas mayores, las pérdidas por conducción y convección se ven disminuidas.



	T° Mín. Histórica [°C]
<b>Arica</b>	7
<b>Iquique</b>	9
<b>Calama</b>	-8
<b>Antofagasta</b>	6
<b>Isla de Pascua</b>	4
<b>Copiapó</b>	-1
<b>Vallenar</b>	-2
<b>La Serena</b>	0
<b>Santiago (Pudahuel)</b>	-6
<b>Santiago (Q. Normal)</b>	-1
<b>R. Crusoe</b>	1
<b>Santo Domingo</b>	-2
<b>Curicó</b>	-11
<b>Chillan</b>	-4
<b>Concepción</b>	-6
<b>Temuco</b>	-6
<b>Valdivia</b>	-6
<b>Puerto Montt</b>	-6
<b>Coyhaique</b>	-26
<b>Punta Arenas</b>	-14

Tabla 4.1: Temperaturas mínimas históricas para ciudades chilenas. Fuente:[14]

Temperatura Ambiental Diaria Media Mensual (°C)													
Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Arica	22,3	22,4	21,7	19,9	18,0	16,7	16,1	16,2	16,8	17,9	19,3	21,2	19,1
Iquique	21,7	21,8	20,9	19,0	17,3	16,2	15,7	15,7	16,2	17,3	18,6	20,4	18,4
Calama	20,1	20,1	19,1	17,2	15,1	13,9	13,3	15,6	16,4	18,8	19,9	20,5	17,5
Antofagasta	20,0	20,0	19,1	17,1	15,8	14,6	14,1	14,3	14,9	15,9	17,2	18,9	16,8
Isla de Pascua	24,1	24,5	23,9	22,5	20,7	19,7	18,8	18,8	19,2	19,5	21,0	22,5	21,3
Copiapó	22,1	22,1	20,7	17,7	15,5	14,1	13,9	15,1	16,2	17,9	19,4	20,9	18,0
Vallenar	20,6	20,6	20,1	17,4	15,3	14,4	14,2	13,7	16,7	18,1	18,7	20,6	17,5
La Serena	17,1	17,2	16,4	14,4	12,8	11,8	11,2	11,7	12,4	13,5	14,8	16,2	14,1
Santiago (Pudahuel)	21,0	20,2	18,4	14,7	11,0	9,2	8,4	9,8	11,9	14,5	17,4	19,8	14,7
Santiago (Q. Normal)	21,0	20,0	19,1	16,0	13,3	10,8	10,5	11,1	13,0	16,8	21,3	19,8	16,1
R. Crusoe	18,9	18,8	18,4	16,9	15,5	14,3	13,1	12,8	13,0	13,8	15,4	17,5	15,7
Santo Domingo	17,8	17,9	16,6	14,5	12,4	11,8	11,4	12,1	12,8	14,1	15,6	17,2	14,5
Curicó	23,5	22,8	18,9	14,0	10,6	9,2	7,5	9,4	12,2	15,2	18,5	21,8	15,3
Chillan	23,1	22,2	19,2	15,2	11,5	9,1	7,7	10,6	12,3	15,4	17,9	21,2	15,5
Concepción	16,8	16,3	15,0	12,8	11,2	10,1	9,3	10,0	10,9	12,4	14,3	16,0	12,9
Temuco	16,2	16,1	14,1	11,5	9,6	8,3	7,4	8,3	9,4	11,3	13,0	15,0	11,7
Valdivia	18,6	18,4	16,0	12,3	10,5	8,4	7,7	9,0	10,5	12,9	15,0	17,8	13,1
Puerto Montt	14,0	13,9	12,5	10,3	8,9	7,2	6,7	7,3	8,2	9,9	11,4	13,3	10,3
Coyhaique	15,3	16,0	12,2	9,4	5,8	2,7	2,5	5,2	7,3	10,3	11,5	13,9	9,3
Punta Arenas	10,5	10,4	8,6	6,8	4,2	1,7	1,6	2,7	4,4	6,3	8,4	9,8	6,3

Tabla 4.2: Temperaturas diarias medias mensuales. Fuente: Propia con datos obtenidos de [14]

Temperatura Ambiental Media Mensual Durante el Día (°C)													
Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>Arica</b>	23,2	23,4	22,7	20,9	19,0	17,5	16,8	16,8	17,4	18,7	20,1	22,0	19,9
<b>Iquique</b>	22,7	22,8	22,0	20,0	18,2	16,8	16,3	16,3	16,8	18,0	19,4	21,3	19,2
<b>Calama</b>	21,5	21,7	20,8	19,3	17,4	16,4	15,8	17,9	18,5	20,6	21,4	21,9	19,4
<b>Antofagasta</b>	20,9	20,9	20,1	18,1	16,7	15,5	14,9	15,1	15,7	16,7	18,1	19,8	17,7
<b>Isla de Pascua</b>	24,9	25,4	24,7	23,3	21,4	20,5	19,5	19,5	19,9	20,3	21,8	23,3	22,1
<b>Copiapó</b>	23,7	23,7	22,4	19,4	17,2	15,8	15,7	16,9	18,1	19,6	21,0	22,5	19,7
<b>Vallenar</b>	22,1	22,0	21,3	18,8	16,9	16,0	15,8	15,4	18,3	19,4	19,9	21,7	19,0
<b>La Serena</b>	18,2	18,3	17,4	15,5	13,9	13,0	12,5	12,9	13,6	14,6	15,8	17,3	15,2
<b>Santiago (Pudahuel)</b>	23,3	22,7	20,9	17,0	13,2	11,1	10,4	11,8	13,9	16,7	19,7	22,1	16,9
<b>Santiago (Q. Normal)</b>	23,3	22,6	21,7	18,5	15,3	13,1	12,8	13,5	15,6	19,3	23,2	22,1	18,4
<b>R. Crusoe</b>	19,6	19,5	19,1	17,5	16,1	14,9	13,7	13,4	13,6	14,3	16,0	18,1	16,3
<b>Santo Domingo</b>	18,5	18,7	17,7	16,0	13,9	13,2	12,8	13,4	14,0	15,2	16,5	17,9	15,7
<b>Curicó</b>	25,2	24,5	20,9	15,9	12,2	10,3	8,8	10,9	13,7	16,7	20,2	23,5	16,9
<b>Chillan</b>	25,0	24,2	20,7	16,6	12,7	10,0	8,9	11,7	13,5	16,6	19,2	22,8	16,8
<b>Concepción</b>	18,4	17,9	16,6	14,3	12,4	11,1	10,4	11,2	12,1	13,7	15,6	17,6	14,3
<b>Temuco</b>	18,3	18,4	16,2	13,2	11,0	9,4	8,6	9,7	10,9	12,9	14,7	16,9	13,3
<b>Valdivia</b>	19,7	19,7	17,2	13,4	11,3	9,1	8,5	9,9	11,5	13,9	15,9	18,8	14,1
<b>Puerto Montt</b>	15,4	15,4	13,9	11,6	10,0	8,2	7,6	8,4	9,4	11,1	12,7	14,6	11,5
<b>Coyhaique</b>	16,2	17,1	13,3	10,5	6,7	3,4	3,3	6,1	8,2	11,2	12,4	14,7	10,3
<b>Punta Arenas</b>	11,4	11,3	9,4	7,6	4,8	2,2	2,1	3,3	5,1	7,2	9,4	10,7	7,1

Tabla 4.3: Media mensual de temperaturas ambientales medias diarias durante el día para localidades principales de Chile.

## 4.2. Temperaturas del agua de la red

De acuerdo a la estimación descrita en el capítulo anterior, se obtienen las temperaturas del agua de red (ver tabla 4.4).

Se puede observar que según las medias mensuales, no hay temperaturas inferiores a  $0^{\circ}\text{C}$  (congelamiento del agua de red), sin embargo en localidades sureñas, puede darse en ciertos períodos inusuales, una baja de temperaturas que sí cause esto. Por ello, es necesario tomar las precauciones necesarias en todas las localidades donde las temperaturas medias mensuales sean inferiores a  $5^{\circ}\text{C}$ .

Temperatura Media Mensual del Agua de la Red (°C)													
Ciudad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<b>Arica</b>	19,5	20,9	21,9	22,1	21,4	19,9	18,2	17,0	16,4	16,4	17,0	18,0	19,1
<b>Iquique</b>	18,8	20,3	21,3	21,5	20,6	19,1	17,5	16,4	15,9	15,9	16,4	17,4	18,4
<b>Calama</b>	19,8	20,2	20,2	19,8	18,8	17,1	15,4	14,1	14,3	15,1	16,9	18,4	17,5
<b>Antofagasta</b>	17,3	18,7	19,6	19,7	18,7	17,3	15,8	14,8	14,3	14,4	15,0	16,0	16,8
<b>Isla de Pascua</b>	21,0	22,5	23,7	24,2	23,6	22,3	21,0	19,7	19,1	18,9	19,2	19,9	21,3
<b>Copiapó</b>	19,4	20,8	21,7	21,6	20,2	18,0	15,8	14,5	14,3	15,1	16,4	17,8	18,0
<b>Vallenar</b>	19,1	19,9	20,6	20,4	19,4	17,6	15,7	14,7	14,1	14,9	16,2	17,8	17,5
<b>La Serena</b>	14,8	16,0	16,9	16,9	16,0	14,5	13,0	12,0	11,6	11,8	12,6	13,6	14,1
<b>Santiago (Pudahuel)</b>	17,2	19,4	20,3	19,8	17,7	14,7	11,6	9,5	9,2	10,0	12,0	14,6	14,7
<b>Santiago (Q. Normal)</b>	19,3	20,7	20,3	20,0	18,4	16,1	13,4	11,6	10,8	11,5	13,6	17,0	16,1
<b>R. Crusoe</b>	15,6	17,3	18,4	18,7	18,1	16,9	15,6	14,3	13,4	13,0	13,2	14,1	15,7
<b>Santo Domingo</b>	15,6	16,9	17,6	17,4	16,3	14,5	12,9	11,9	11,8	12,1	13,0	14,2	14,5
<b>Curicó</b>	18,5	21,3	22,7	21,7	18,5	14,5	11,2	9,1	8,7	9,7	12,2	15,3	15,3
<b>Chillan</b>	18,2	20,7	22,2	21,5	18,9	15,3	12,0	9,4	9,1	10,2	12,8	15,2	15,5
<b>Concepción</b>	14,2	15,7	16,4	16,0	14,7	13,0	11,4	10,2	9,8	10,1	11,1	12,5	12,9
<b>Temuco</b>	13,1	14,8	15,8	15,5	13,9	11,7	9,8	8,5	8,0	8,4	9,7	11,2	11,7
<b>Valdivia</b>	15,2	17,2	18,3	17,7	15,6	12,9	10,4	8,9	8,4	9,1	10,8	12,8	13,1
<b>Puerto Montt</b>	11,5	12,9	13,7	13,5	12,2	10,6	8,8	7,6	7,1	7,4	8,5	9,8	10,3
<b>Coyhaique</b>	11,9	13,6	15,0	14,5	12,5	9,2	6,0	3,7	3,5	5,0	7,6	9,7	9,3
<b>Punta Arenas</b>	8,2	9,6	10,2	9,8	8,6	6,5	4,3	2,5	2,0	2,9	4,5	6,4	6,3

Tabla 4.4: Temperatura del Agua de la Red.

### 4.3. Radiaciones

El resumen de los datos de radiación y horas de sol se presenta en las tablas 4.5 y 4.6 y corresponden a los datos que se deben utilizar en los dimensionamientos de los sistemas solares térmicos.

Se puede observar que para algunas estaciones no existen datos disponibles. Esto se debe a que no todas las estaciones de medición chilenas reportan a la Dirección Meteorológica de Chile. En este trabajo sólo se confía en los datos reportados a esta institución.

Para las estimaciones de los datos inexistente, se aplicó el procedimiento descrito en la metodología a todas las localidades y se obtuvieron los gráficos de dispersión que se incluyen en el Apéndice B. De éstos se extraen las constantes de Angstrom que sirven para la estimación de radiación en otras localidades (ver tabla 4.7). Adicionalmente se incluyen la fracción de asoleamiento y el factor  $R^2$  de la correlación. Es importante al realizar las estimaciones para cierta localidad tomar en cuenta que se deben escoger constantes de otras locaciones con similares cercanías al mar y clima (fracciones de asoleamiento similares es ideal también). Esencial es ser criterioso para obtener buenas estimaciones.

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Arica	18° 20' S	2328	2273	2084	1632	1400	1125	1096	1215	1610	1916	2264	2198
Iquique	20° 32' S												
Calama	22° 29' S	2914	2613	2388	2102	1733	1198	1681	1980	2334	2746	3000	3057
Antofagasta	23° 26' S	2411	2284	2008	1580	1264	1120	1204	1414	1774	2143	2382	2471
Isla Pascua	27° 10' S	2421	2239	1832	1433	1089	961	1015	1274	1633	2003	2263	2382
Copiapó	27° 18' S	2639	2413	2027	1508	1180	1097	1198	1473	1911	2315	2576	2576
Vallenar	28° 36' S	2525	2343	1976	1492	1101	968	1098	1410	1761	2261	2518	2602
La Serena	29° 55' S												
Pudahuel	33° 23' S	2803	2479	1931	1308	891	657	783	1040	1478	2030	2631	2835
Q. Normal	33° 27' S												
R. Crusoe	33° 37' S												
Sto. Domingo	33° 39' S												
Curicó	34° 58' S	2271	2251	1750	1142	659	463	602	841	1289	1758	2244	2427
Chillán	36° 35' S												
Concepción	36° 46' S	2536	2160	1664	1064	659	501	625	898	1277	1774	2186	2439
Temuco	38° 45' S	2475	2165	1585	969	577	435	511	796	1199	1786	2093	2503
Valdivia	39° 38' S												
Pto. Montt	41° 25' S	2013	1913	1265	849	502	364	434	679	1005	1357	1691	1904
Coyhaique	45° 35' S	2138	1885	1327	840	436	336	418	693	1136	1617	2023	2242
Pta. Arenas	53° 00' S	1945	1430	1056	573	299	196	254	491	925	1565	1916	2066

Tabla 4.5: Medias mensuales de radiación global diaria extraídas del WRDC ruso (en  $J/(cm^2 \cdot dia)$ ).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Arica 18° 20' S	8,5	8,5	8,7	7,3	6,2	4,8	3,9	3,9	5,2	6,5	7,6	8,1
Iquique 20° 32' S	10,2	10,2	9,5	8,0	6,9	5,9	5,3	5,2	6,1	7,8	9,3	10,1
Calama 22° 29' S	11,4	10,8	10,3	10,4	9,9	9,9	10,0	10,2	10,7	11,5	12,1	11,8
Antofagasta 23° 26' S	10,3	10,3	9,5	8,4	7,4	6,9	6,6	6,9	7,3	8,4	9,2	10,0
Isla Pascua 27° 10' S	9,4	8,7	7,7	6,5	5,7	5,0	4,9	5,6	6,1	7,1	7,3	8,5
Copiapó 27° 18' S	9,5	9,2	8,5	6,7	6,4	6,4	7,0	7,1	7,9	8,7	9,2	9,4
Vallenar 28° 36' S	10,9	10,6	9,2	8,0	6,9	6,5	6,8	7,6	8,3	9,3	10,1	10,5
La Serena 29° 55' S	8,1	7,4	6,3	5,4	4,6	5,0	5,6	5,6	5,7	6,4	6,9	7,6
Pudahuel 33° 23' S	11,7	10,7	8,8	6,7	5,0	4,0	4,7	5,2	6,2	8,0	10,2	11,2
Q. Normal 33° 27' S	10,3	9,5	7,9	6,2	4,6	3,5	4,2	4,9	5,6	7,4	9,3	10,4
R. Crusoe 33° 37' S	6,7	6,0	5,4	4,1	3,2	2,6	3,1	4,0	4,5	5,7	6,1	6,6
Sto. Domingo 33° 39' S	9,1	7,7	6,8	6,2	4,8	4,0	4,8	5,4	6,4	7,2	8,2	8,5
Curicó 34° 58' S	11,7	10,9	8,2	5,6	3,7	2,5	3,3	4,4	5,4	7,3	10,0	11,0
Chillán 36° 35' S	11,6	10,5	8,4	5,9	3,9	2,9	3,4	4,6	6,1	7,4	9,4	10,8
Concepción 36° 46' S	10,8	9,6	8,0	6,1	4,4	3,6	4,3	5,0	6,4	7,7	9,4	10,7
Temuco 38° 45' S	9,8	9,4	7,3	4,9	3,6	2,5	2,9	4,0	5,7	5,8	7,0	8,8
Valdivia 39° 38' S	9,3	9,2	6,9	4,4	2,6	1,5	2,3	3,5	4,9	6,3	7,1	8,5
Pto. Montt 41° 25' S	7,3	7,5	5,4	4,1	2,6	2,0	2,4	3,3	4,3	5,0	5,7	6,9
Coyhaique 45° 35' S	8,1	8,3	6,2	4,8	2,6	2,1	2,7	4,0	5,3	6,7	7,6	8,4
Pta. Arenas 53° 00' S	7,5	6,3	5,3	3,9	3,0	2,2	2,7	3,9	5,2	6,9	7,6	7,5

Tabla 4.6: Medias mensuales de horas de sol diarias extraídas del WRDC ruso (en (hrs./dia)).

Con el objeto de completar la tabla 4.5, se procedió a estimar las constantes para las ciudades de Iquique, La Serena, Quinta Normal, Robinson Crusoe, Santo Domingo, Chillán y Valdivia según lo estipulado en la metodología:

- Para la ciudad de Iquique se utilizan las constantes obtenidas para Antofagasta(de tabla 4.7) debido a tener un clima similar, ser ambas ciudades costeras y tener fracciones de asoleamiento muy parecidas.
- Para la ciudad de La Serena se utilizan las constantes obtenidas para Vallenar(de tabla 4.7) debido a la vegetación, latitudes y climas similares.
- Para la ciudad de Santiago, estación Quinta Normal, se utilizan los datos de Pudahuel, San-



	$\bar{K}_s$	a	b	$R^2$
Arica	0,54	0,271	0,436	0,935
Calama	0,90	0,236	0,520	0,559
Antofagasta	0,70	0,333	0,307	0,510
Isla Pascua	0,57	0,289	0,409	0,771
Copiapó	0,66	0,070	0,774	0,807
Vallenar	0,72	0,160	0,562	0,735
Pudahuel	0,62	0,168	0,597	0,978
Curicó	0,56	0,192	0,489	0,966
Concepción	0,58	0,119	0,614	0,982
Temuco	0,48	0,166	0,614	0,892
Pto. Montt	0,38	0,174	0,586	0,984
Coyhaique	0,44	0,221	0,517	0,976
Pta. Arenas	0,42	0,102	0,786	0,938

Tabla 4.7: Constantes de Angstrom para Chile.

tiago(de tabla 4.7) por razones evidentes.

- Para la isla Robinson Crusoe se utilizan las constantes de Angstrom de Honolulu, Hawaii(de tabla 2.3) por ser ambas islas del pacífico con similares características y por no contar con otra localidad chilena que se le asemeje.
- Para la ciudad de Santo Domingo, se utilizan las constantes de Buenos Aires, Argentina(de tabla 2.3) por encontrarse ambas en la costa, a una latitud casi idéntica y tener fracciones de asoleamiento similares.
- Para la ciudad de Chillán se utilizan las constantes de Temuco(de tabla 4.7) por su clima similar y posición al interior de la costa.
- Por último, para la ciudad de Valdivia se utilizan las constantes de Puerto Montt(de tabla 4.7) por ubicarse muy cerca, ser localidades costeras y tener fracciones de asoleamiento similares.

Las constantes de Angstrom de todas las localidades chilenas, incluyendo estimadas, se incluyen en la tabla 4.8.

Con las estimaciones anteriores se obtiene la tabla 4.9 que corresponde a la tabla 4.5 pero que incluye los valores estimados con el método de Angstrom utilizando las constantes de la tabla 4.8.

	$\bar{K}_s$	a	b	$R^2$
Arica	0,54	0,271	0,436	0,935
Iquique*	0,65	0,333	0,307	-
Calama	0,90	0,236	0,520	0,559
Antofagasta	0,70	0,333	0,307	0,510
Isla Pascua	0,57	0,289	0,409	0,771
Copiapó	0,66	0,070	0,774	0,807
Vallenar	0,72	0,160	0,562	0,735
La Serena*	0,52	0,160	0,562	-
Pudahuel	0,62	0,168	0,597	0,978
Q. Normal*	0,57	0,168	0,597	-
R. Crusoe*	0,39	0,140	0,730	-
Sto. Domingo*	0,54	0,260	0,500	-
Curicó	0,56	0,192	0,489	0,966
Chillán*	0,57	0,166	0,614	-
Concepción	0,58	0,119	0,614	0,982
Temuco	0,48	0,166	0,614	0,892
Valdivia*	0,44	0,119	0,614	-
Pto. Montt	0,38	0,174	0,586	0,984
Coyhaique	0,44	0,221	0,517	0,976
Pta. Arenas	0,42	0,102	0,786	0,938

Tabla 4.8: Constantes de Angstrom para Chile. (\* = Constantes estimadas).

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Arica	18° 20' S	2328	2273	2084	1632	1400	1125	1096	1215	1610	1916	2264	2198
Iquique*	20° 32' S	2370	2299	2059	1679	1365	1187	1186	1356	1657	1999	2253	2368
Calama	22° 29' S	2914	2613	2388	2102	1733	1198	1681	1980	2334	2746	3000	3057
Antofagasta	23° 26' S	2411	2284	2008	1580	1264	1120	1204	1414	1774	2143	2382	2471
Isla Pascua	27° 10' S	2421	2239	1832	1433	1089	961	1015	1274	1633	2003	2263	2382
Copiapó	27° 18' S	2639	2413	2027	1508	1180	1097	1198	1473	1911	2315	2576	2576
Vallenar	28° 36' S	2525	2343	1976	1492	1101	968	1098	1410	1761	2261	2518	2602
La Serena*	29° 55' S	2096	1887	1526	1154	867	815	922	1096	1333	1639	1846	2018
Pudahuel	33° 23' S	2803	2479	1931	1308	891	657	783	1040	1478	2030	2631	2835
Q. Normal*	33° 27' S	2608	2329	1808	1262	841	628	737	994	1330	1873	2372	2643
R. Cruseo*	33° 37' S	2088	1833	1502	1023	710	546	645	931	1227	1687	1925	2092
Sto. Domingo*	33° 39' S	2497	2140	1758	1359	952	802	873	1169	1574	1839	2360	2276
Curicó	34° 58' S	2524	2251	1750	1142	659	463	602	841	1289	1758	2244	2427
Chillán*	36° 35' S	2849	2489	1857	1171	708	521	608	910	1377	1857	2405	2734
Concepción	36° 46' S	2536	2160	1664	1064	659	501	625	898	1277	1774	2186	2439
Temuco	38° 45' S	2475	2165	1585	969	577	435	511	796	1199	1786	2093	2503
Valdivia*	39° 38' S	2345	2162	1536	905	525	349	446	715	1135	1601	1926	2250
Pto. Montt	41° 25' S	2013	1913	1265	849	502	364	434	679	1005	1357	1691	1904
Coyhaique	45° 35' S	2138	1885	1327	840	436	336	418	693	1136	1617	2023	2242
Pta. Arenas	53° 00' S	1945	1430	1056	573	299	196	254	491	925	1565	1916	2066

Tabla 4.9: Medias mensuales de radiación global diaria(en  $J/(cm^2 \cdot dia)$ ). (\* = Radiaciones estimadas con método de Angstrom)

Al analizar la tabla 4.9 se puede notar que casi todos los valores estimados están de acuerdo a lo esperado para las latitudes correspondientes. En La Serena se observa una radiación inferior a lo que se podría esperar al ver la tendencia desde las localidades mas al norte. Sin embargo, esto se explica porque la fracción solar de La Serena se ve fuertemente disminuía a 0,52 desde valores cercanos a 0,7 para las localidades que le siguen hacia el norte. Esto no es nada de raro, ya que como es sabido, en La Serena se tiene mucha nubosidad durante todo el año principalmente en las mañanas. Otro valor anómalo es el de Chillán, cuya radiación se aprecia alta al comparar con localidades nortinas. Sin embargo, esto se puede explicar por una altísima fracción solar (que se acerca a 0,8) en verano dada por su ubicación geográfica interior y de alta estabilidad climática en este período.

En general, se puede decir que las estimaciones son bastante coherentes con lo esperado y que por lo tanto son de gran utilidad para su utilización en localidades donde no se dispone de datos.

#### 4.4. Pérdidas por orientación e inclinación

Se programa en Matlab para obtener los diagramas polares de pérdidas especificados en la metodología. Como ejemplo se incluye la figura 4.1 para el caso de Arica. En el Apéndice C se incluyen los diagramas para todas las locaciones en que se disponía de datos para crearlos.

Los diagramas indican las posibles inclinaciones (medidas como la distancia desde el centro) y orientaciones (medidas con respecto a la posición N indicada) con sus respectivas pérdidas con respecto al máximo que se podría obtener anualmente (representado por el área blanca). Usualmente se exige un aprovechamiento de al menos el 90% de la radiación incidente anual por lo que los diagramas especifican el rango de orientaciones e inclinaciones posibles para mantenerse dentro del área de pérdidas máximas de 10% (representado por el segundo anillo desde el área blanca).

Se observa en los diagramas que hay simetría con respecto al eje N-S y que en general, los diagramas para las distintas latitudes se ven modificados solamente por un aumento en la inclinación exigida (para cada orientación). Además, se observa que las orientaciones tienen muy poca influencia sobre el rendimiento cuando están entre  $\pm 40^\circ$ .

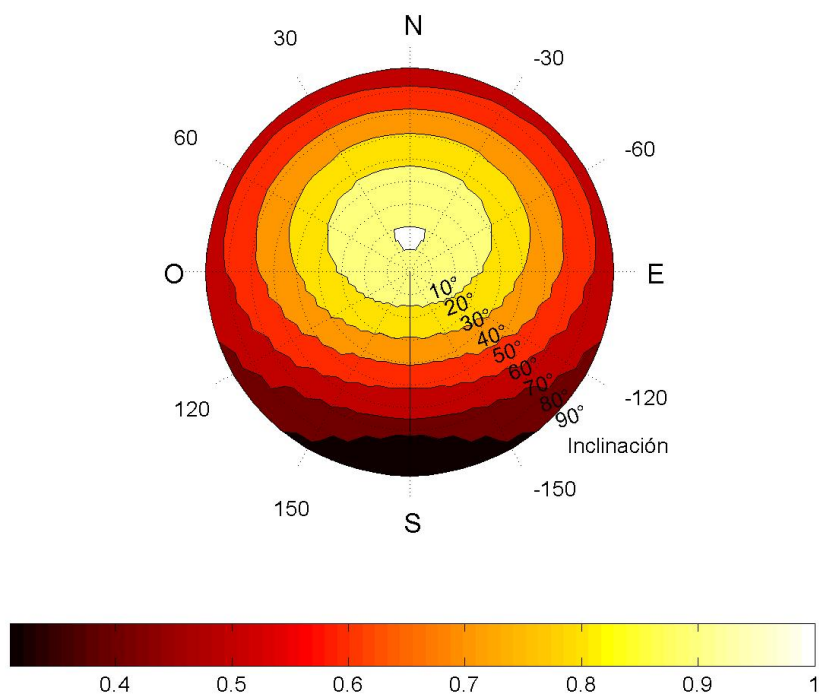


Figura 4.1: Tabla de proporción de energía captada con respecto al máximo anual. Caso: Arica.

## 4.5. Pérdidas por sombras

### 4.5.1. Pérdidas por obstáculos

Se programa en Matlab para obtener los diagramas de trayectorias para distintas localidades de acuerdo a lo explicado en la metodología. Los diagramas se encuentran en el Apéndice D. Para los casos de latitud=18° y 23°, se observan algunas irregularidades en las trayectorias del sol superiores de los gráficos. Esto es natural, ya que se está en latitudes tropicales donde el sol transita a mas de 90° de altura (mirando al norte). En estos casos, no debería haber preocupación ya que es poco probable tener un obstáculo que alcance mas de 80° de altura.

Por otro lado, las tablas que muestran las pérdidas anuales de oscurecimiento de cada uno de los sectores de los diagramas del Apéndice D se incluyen en el Apéndice E de este informe. Se incluyen varias tablas que pueden ser utilizadas para diversas latitudes, aproximándolas a las tablas existentes. Es importante notar que las estimaciones de pérdidas mostradas en el Apéndice D fueron hechas con el modelo de Perrin de Brichambaut, no incluyendo el factor de nubosidad. Esto se puede considerar una aproximación suficientemente buena al asumir que la disminución de energía captada será proporcional en los casos con y sin nubosidad.

Para entender la aplicación de los gráficos y tablas, es necesario el empleo de un ejemplo. Se quiere obtener las pérdidas por sombras de una instalación debidas a cierto edificio ubicado frente a los colectores orientados al norte a un latitud de  $30^{\circ}S$  e inclinado  $30^{\circ}$ . Lo primero que se debe hacer es seleccionar del Apéndice D, el gráfico que mas se asemeje a la situación en cuestión. En este caso se trata del gráfico para  $Lat=35^{\circ}$ . Luego, se debe dibujar el perfil del obstáculo sobre el gráfico como se muestra en la figura 4.2. El hecho de que un obstáculo como el que se dibuja en la misma figura, cubra una de las porciones, supone una cierta pérdida de irradiación, en particular, la que resulta interceptada por el obstáculo.

Se estima los porcentajes de oscurecimiento de cada uno de los sectores interceptados por el obstáculo seleccionando uno de estos valores 0 % ; 25 % ; 50 % ; 75 % ó 100 %. Por último, se escoge la tabla mas adecuada del Apéndice E. En este caso se trata de la tabla 4.10, por lo que el cálculo es el siguiente:

$$Pérdidas = A1 \cdot 1 + B1 \cdot 0,75 + A2 \cdot 0,25 + A3 \cdot 0,75 + B3 \cdot 0,5 + A4 \cdot 0,75 + A6 \cdot 0,25 \quad (4.1)$$

Lo cual, utilizando los valores de la tabla 4.10 se convierte en:

$$Pérdidas = 14,13\% \quad (4.2)$$

#### 4.5.2. Distancia mínima entre filas de captadores

Los valores del factor  $k$ , necesarios para determinar la distancia mínima entre captadores, se adjunta en el Apéndice F.

Esta tabla fue preparada en Excel calculando la ecuación 3.6 para un valor de  $h = 1$ , para cada latitud del territorio chileno, para el día 21 de Junio y tomando el valor máximo de  $d$  entre los que resultan de calcularlo para las 10:00 y las 14:00.

Se observan valores muy elevados para grandes latitudes, lo cual es esperable, ya que el sol en ellas alcanza alturas máximas muy pequeñas en invierno (ver diagrama de  $LAT=53^{\circ}$  en Apéndice D para un ejemplo) y por lo tanto se proyectan sombras muy largas detrás de los captadores. Por el contrario, para latitudes nortinas, el caso se revierte y es posible ubicar filas de captadores muy cerca una de la otra.

Hay que tener en cuenta que la separación entre la parte posterior de una fila de captadores

$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
<b>13</b>	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %
<b>11</b>	0,0 %	0,0 %	0,2 %	0,6 %
<b>9</b>	0,3 %	0,5 %	0,6 %	1,6 %
<b>7</b>	1,4 %	1,1 %	1,2 %	2,8 %
<b>5</b>	2,6 %	1,7 %	1,7 %	3,8 %
<b>3</b>	3,5 %	2,1 %	2,1 %	4,6 %
<b>1</b>	4,0 %	2,4 %	2,4 %	5,1 %
<b>2</b>	4,1 %	2,4 %	2,4 %	5,2 %
<b>4</b>	3,8 %	2,3 %	2,3 %	4,9 %
<b>6</b>	3,1 %	1,9 %	2,0 %	4,2 %
<b>8</b>	2,0 %	1,4 %	1,5 %	3,3 %
<b>10</b>	0,8 %	0,8 %	0,9 %	2,2 %
<b>12</b>	0,1 %	0,2 %	0,4 %	1,0 %
<b>14</b>	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,3 %

Tabla 4.10: Tabla de pérdidas de radiación por sombreado para LAT=35°. Aplicable a Santiago.

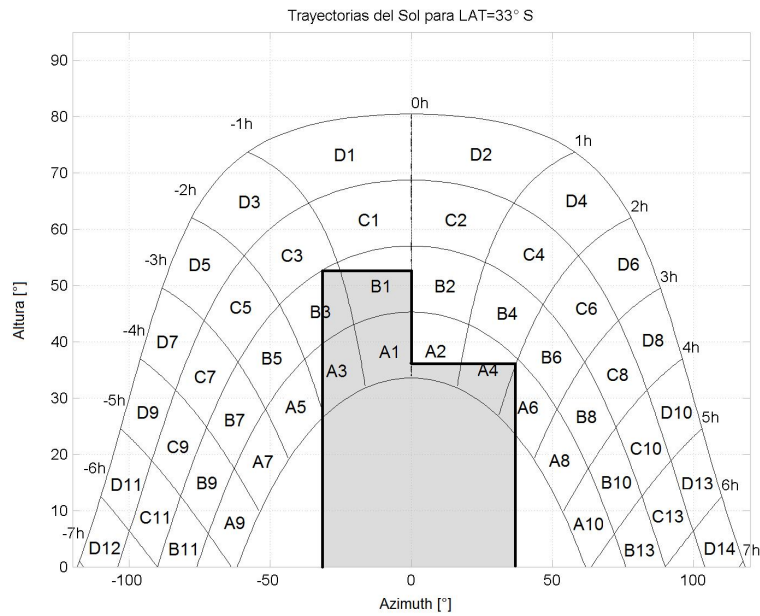


Figura 4.2: Diagrama de trayectorias del sol para LAT=35° con obstáculo.

y el comienzo de la siguiente no debe ser inferior a la obtenida por la expresión mostrada en la metodología, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los captadores. De esta manera se logra cumplir con el criterio establecido en un principio y distanciar las filas de captadores adecuadamente.



## Capítulo 5

### Conclusiones

Se puede apreciar que el trabajo realizado ha estado acorde con los objetivos planteados. Se han creado útiles elementos (o herramientas) para el diseño y dimensionamiento de sistemas solares térmicos.

Se plasmó todo lo estudiado sobre la tecnología de la energía solar térmica en los antecedentes de este documento. Se logró comprender la relevancia de diversos aspectos de diseño que afectan los desempeños de este tipo de instalaciones, los distintos componentes, las posibles falencias y varios métodos de cálculo asociados.

Se investigó la normativa internacional, específicamente la española, y se extrajo de ella varios métodos aplicados en este documento a los territorios chilenos. En particular, las estimaciones de consumo de agua caliente sanitaria en los distintos tipos de viviendas fueron extraídos de ésta así como también las ideas de abordar problemas como el de sombras y pérdidas por orientación e inclinación.

Se recopiló exitosamente todos los datos necesarios para el correcto diseño y dimensionamiento de las instalaciones. En particular, se obtuvieron las temperaturas ambientales, radiaciones y horas de sol para los lugares geográficos chilenos seleccionados. Éstos fueron corroborados por modelos teóricos como el de Perrin de Brichambaut y se aplicaron modelos como el de Angstrom para hacer estimaciones de importancia.

También se crearon tablas de radiación, temperaturas y otros actualizados que permiten a los usuarios o instaladores utilizar con confianza. En particular, se calcularon coeficientes de Angstrom para el territorio nacional, que serán de muchísima utilidad y que no existían en la bibliografía actual, por lo que el aporte es significativo en la materia. También se crearon gráficos muy prácticos para estimación de pérdidas de radiación en instalaciones y planillas en Excel que permiten obtener

factores de corrección para distintas cantidades con facilidad y rapidez.

En resumen, se puede decir que los objetivos fueron abordados y cubiertos en su totalidad.

Por último, se puede decir que el presente trabajo representa uno de los avances mas importantes en el tema a nivel nacional en los últimos años al proporcionar métodos y datos actuales que no son simples de encontrar. Este documento será de gran utilidad en mejorar la tecnología y facilitar la incorporación de ésta en el mercado con lo que se cumple el objetivo inicial.

## Bibliografía

- [1] *“Instalaciones de Energía Solar Térmica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura”*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), España, 2002.
- [2] *“Solar Engineering of Thermal Processes”*, J.A. Duffie y W.A. Beckman , Laboratorio de Energía Solar, Universidad de Wisconsin-Madison, Editorial John Wiley & Sons, 1980.
- [3] *“Principles of Solar Engineering”*, F. Kreith y J.F. Kreider, Editorial McGraw-Hill, 1978.
- [4] *“Plantas de Colectores Solares Planos”*, A. Arata, Universidad Técnica Federico Santa María, Imprenta Guerra, Santiago, Chile, 1987.
- [5] *“Energía Solar: Aplicaciones e Ingeniería”*, P. Sarmiento, Ediciones Universitarias de Valparaíso , Valparaíso, Chile, 1985.
- [6] *“Proyecto de Sistemas Térmico-solares por el método de las curvas-f”*, W.A. Beckman, S.A. Klein y J.A. Duffie, Editorial INDEX, ATECYR (Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración), 1982.
- [7] *“The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation”*, B.Y.H. Liu y R.C. Jordan, Solar Energy, 4(3), 1(1960).
- [8] *“The long-term average performance of flat-plate solar energy collectors”*, B.Y.H. Liu y R.C. Jordan, Solar Energy, 7, 53(1963).
- [9] *“The Average Distribution of Solar Radiation - Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values”*, M. Collares-Pereira y A. Rabl, Solar Energy, 22, 155(1979).
- [10] *“Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly Average Global Radiation”*, D.G. Erbs, S.A. Klein y J.A.Duffie, Solar Energy, 28, 293(1982).

- [11] “*Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces*”, S.A. Klein, Solar Energy, 19, 325(1977).
- [12] “*Performance of flat-plate solar heat collectors*”, H.C. Hottel y B.B. Woertz, Trans. ASME, 64, 91(1942).
- [13] “*An algorithm for calculating monthly-average radiation on inclined surfaces*”, S.A. Klein y J.C. Theilacker, Trans. ASME, J. Solar Energy Engrg., 103, 29(1981).
- [14] <http://climate.usurf.usu.edu/products/data.php>, Centro Climático de Utah (UCC), Universidad del Estado de Utah, USA.
- [15] <http://wrdc.mgo.rssi.ru>, Centro Mundial de Datos de Radiación (WRDC), Observatorio Principal de Geofísica de Voeikov del Servicio Ruso Federal para Monitoreo Hidrometeorológico y Ambiental, San Petersburgo, Rusia.
- [16] “*Simplified clear sky model for direct and diffuse insolation on horizontal surfaces*”, R. E. Bird, and R. L. Hulstrom, Technical Report No. SERI/TR-642-761, Golden, CO: Solar Energy Research Institute, 1981. Editorial INDEX, ATECYR (Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración), 1982.
- [17] “*Prediction of solar radiation on inclined surfaces*”, J.K. Page, Solar Energy RD&D in the European Community, Series F, Reidel, Dordrecht, Germany.
- [18] “*Rayonnement solaire et échanges radiatifs naturels : méthodes actinométriques*”, C. Perrin de Brichambaut, Monographies de Météorologie, Gauthier-Villars, Paris, 1963.
- [19] “*Smithsonian meteorological tables, 6th Ed.*”, R.J. List, Smithsonian miscellaneous collections, V.114, Smithsonian Institution, 1963.
- [20] “*The present and future use of solar thermal energy as a primary source of energy*”, Cédric Philibert, Agencia Internacional de Energía (IEA), Paris, Francia, 2005.
- [21] <http://www.iea.org>, Agencia Internacional de Energía (IEA)
- [22] <http://www.cne.cl>, Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE)
- [23] <http://www.labsolar.utfsm.cl>, Laboratorio de Evaluación Solar, Departamento de Mecánica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile
- [24] [http://www.ez2c.de/ml/solar\\_land\\_area/](http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/), Matthias Loster, 2006

- [25] <http://www.prosolandalucia.com/>, Programa Prosol, Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía (SODEAN S.A.), España
- [26] <http://www.heliostar.com/>, Heliostar s.l., Palencia, España.
- [27] <http://www.eere.energy.gov/>, Eficiencia Energética y Energías Renovables, Depto. de Energía, USA.
- [28] <http://www.solarweb.net/>
- [29] <http://www.energuia.com/es/bibliografia3.aspx?ID=1655>
- [30] *Juicio experto*, Ing. Roberto Román L., Profesor Depto. Ing. Civil Mecánica, Universidad de Chile, Santiago, Chile.

## Apéndice A

### Información de Datos de Radiación

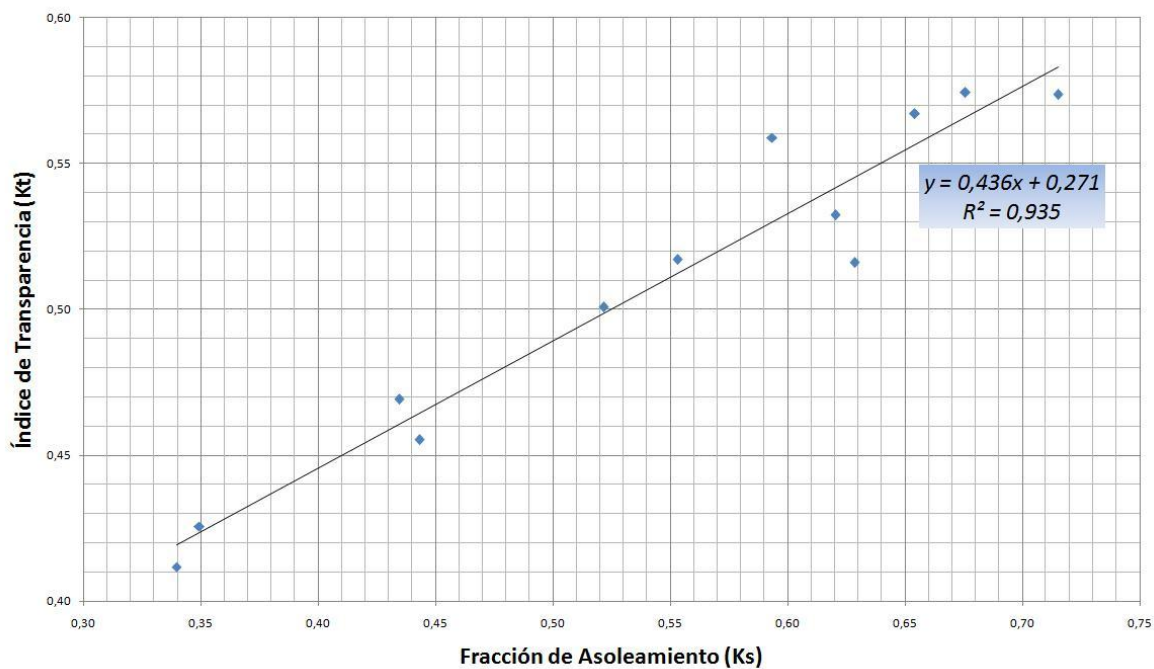


## Apéndice B

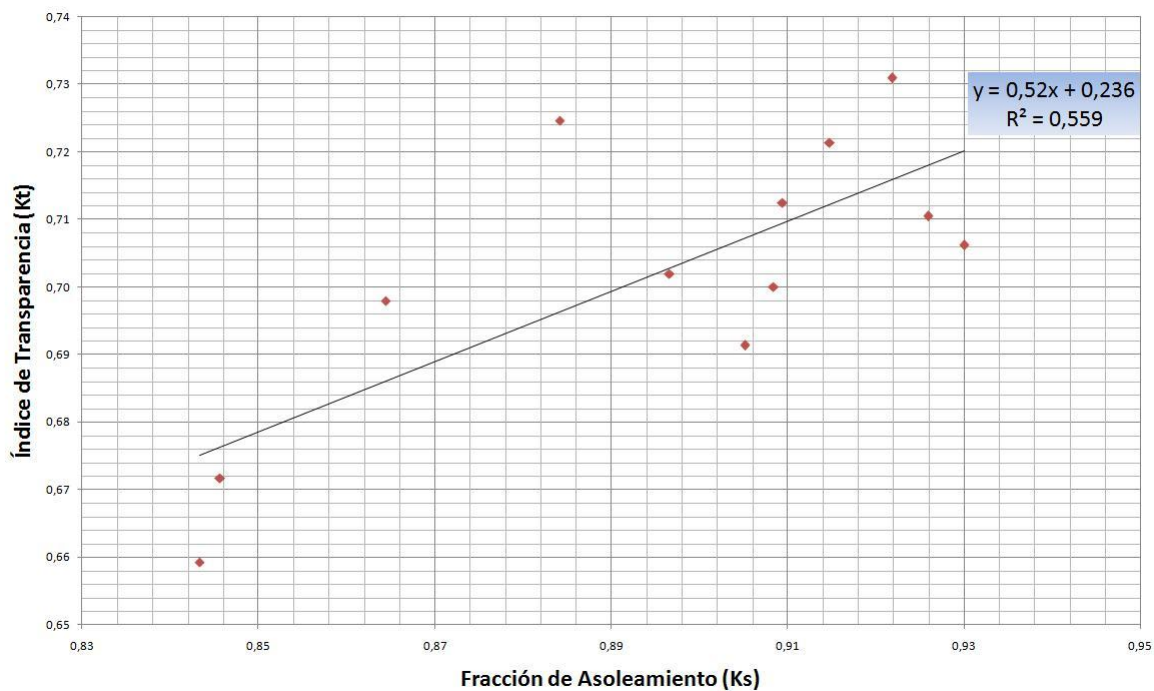
### Gráficos de Correlación de Angstrom



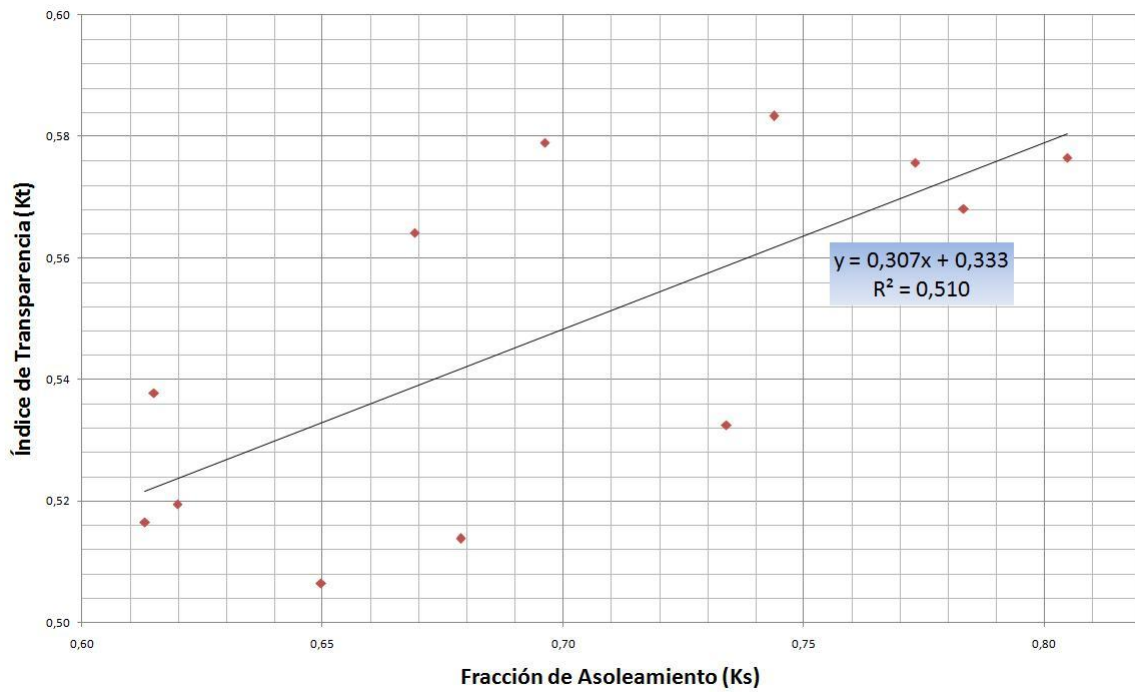
### Correlación de Angstrom para Arica



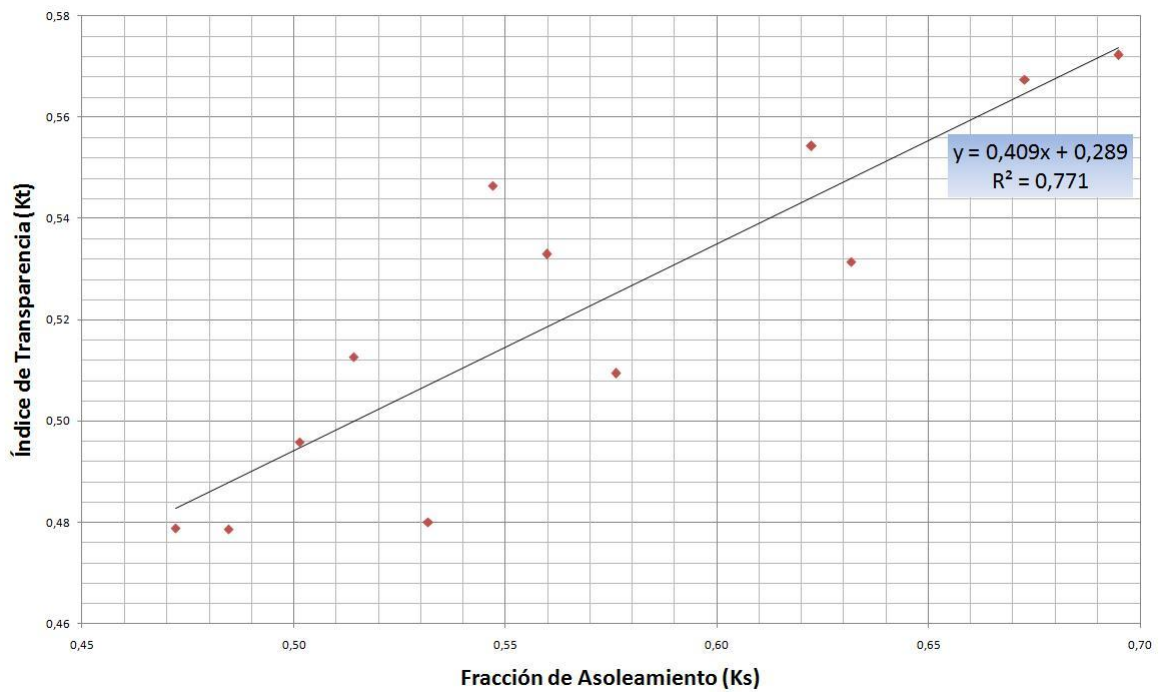
### Correlación de Angstrom para Calama



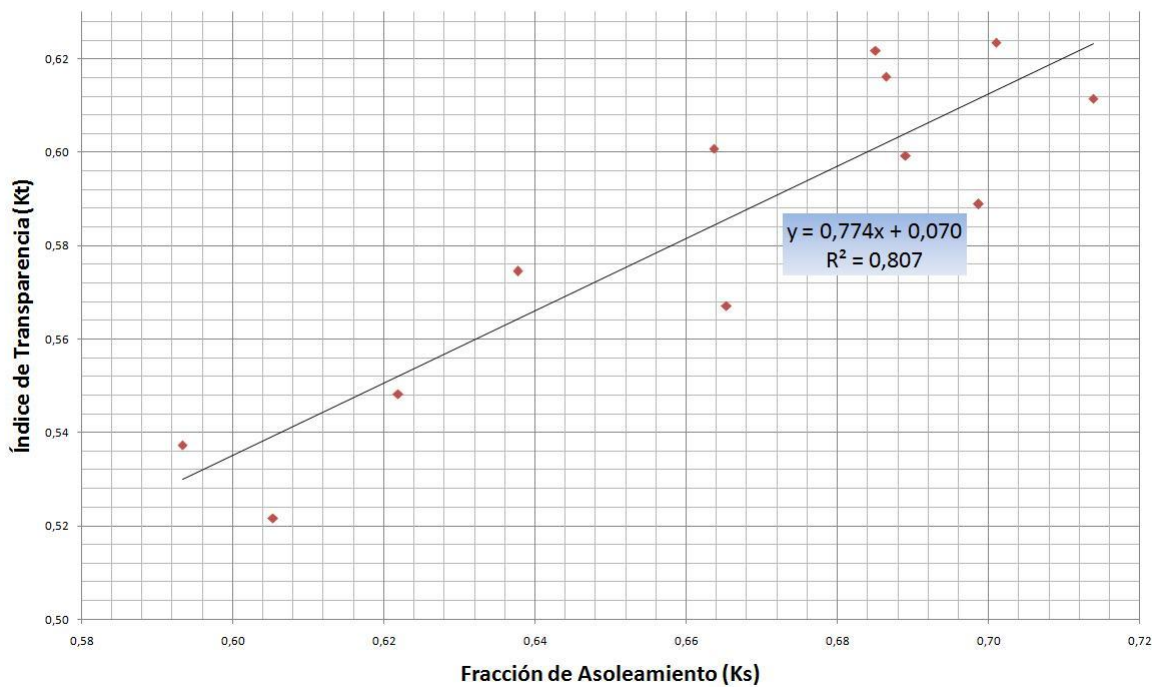
### Correlación de Angstrom para Antofagasta



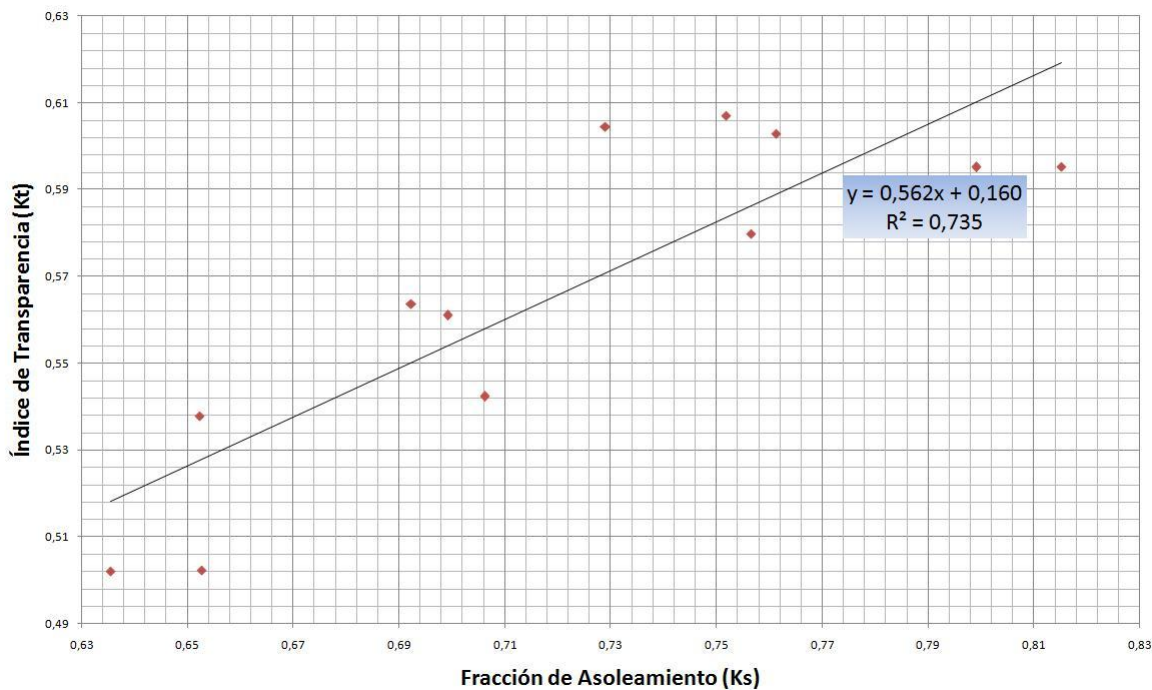
### Correlación de Angstrom para Isla de Pascua



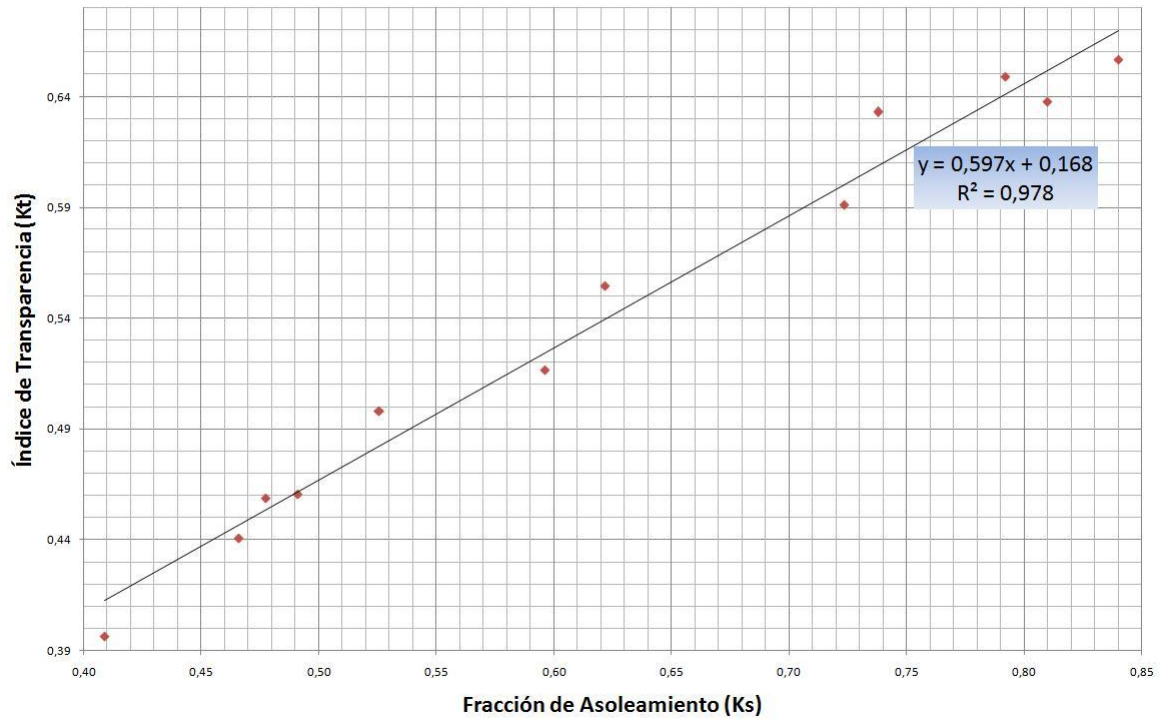
### Correlación de Angstrom para Copiapó



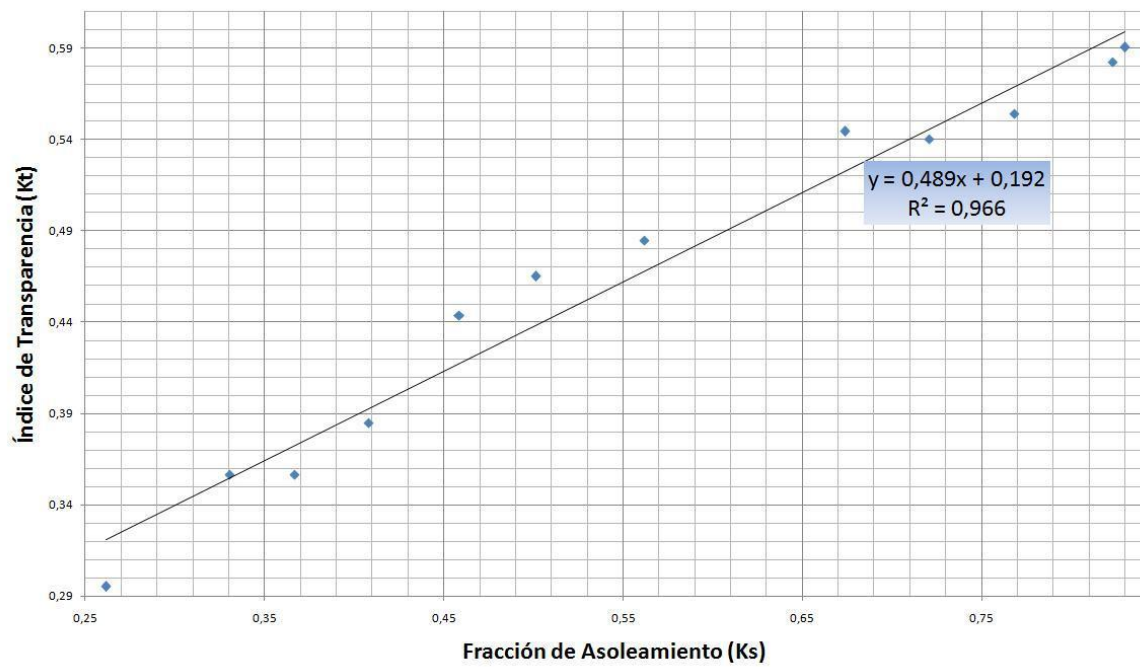
### Correlación de Angstrom para Vallenar



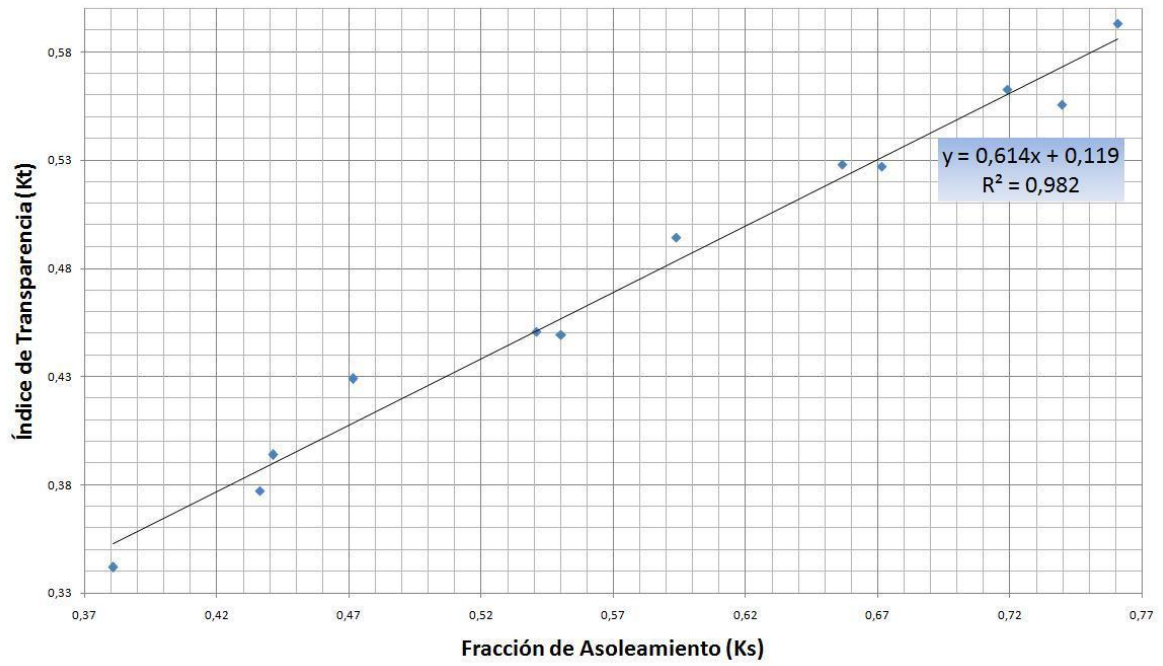
### Correlación de Angstrom para Pudahuel



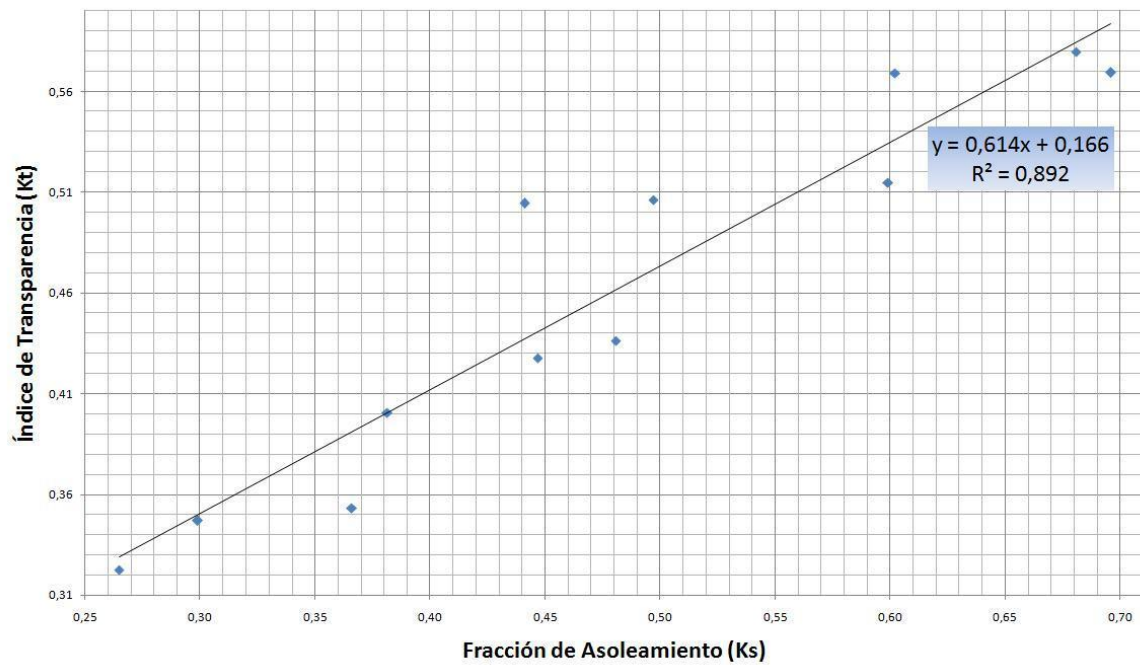
### Correlación de Angstrom para Curicó



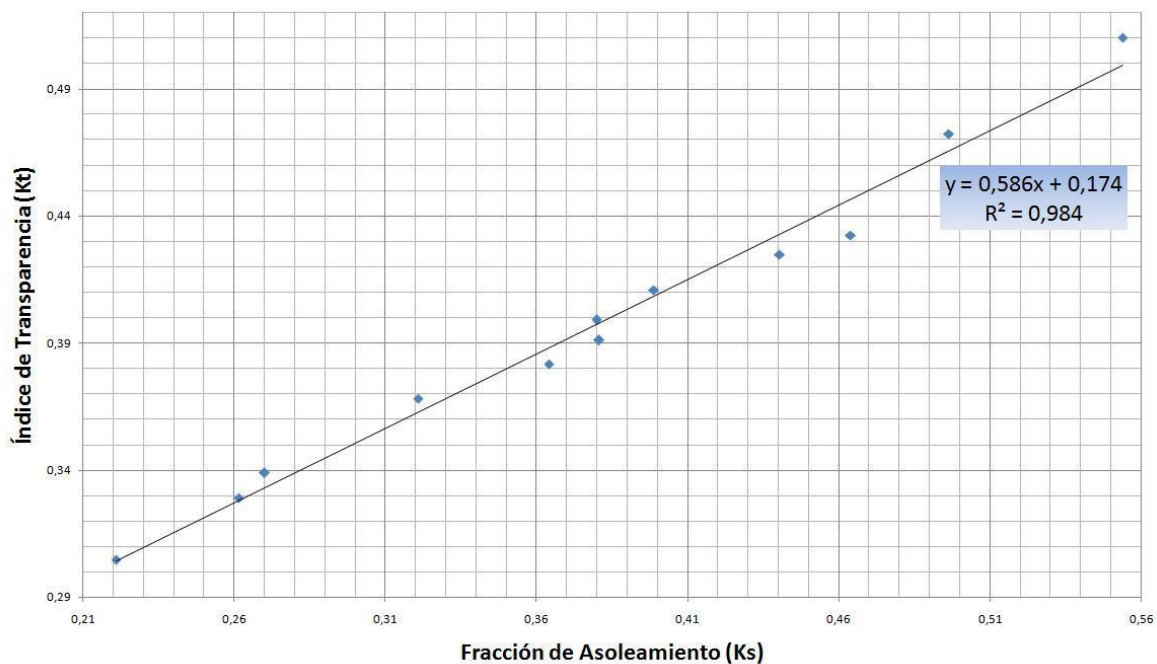
### Correlación de Angstrom para Concepción



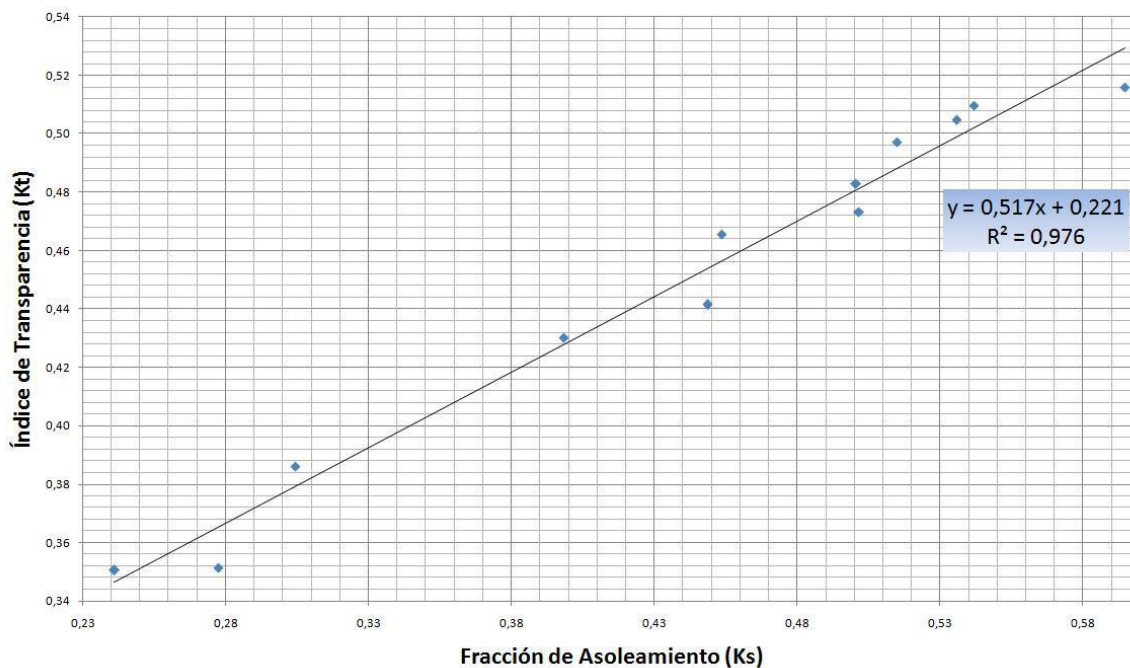
### Correlación de Angstrom para Temuco



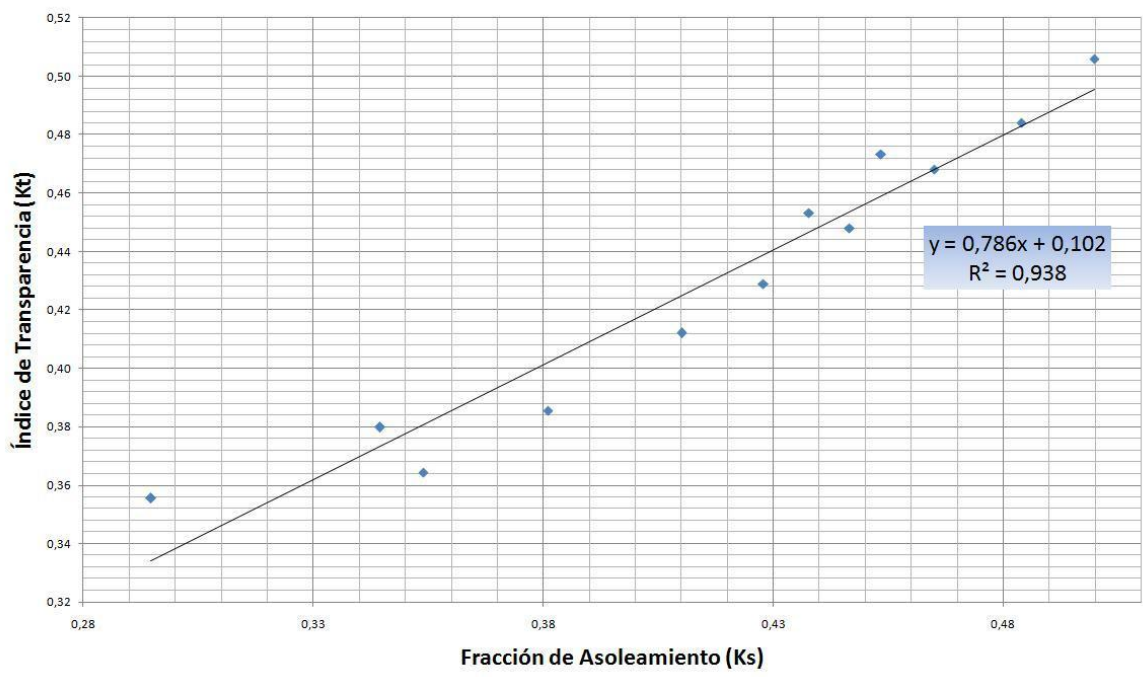
### Correlación de Angstrom para Pto. Montt



### Correlación de Angstrom para Coyhaique



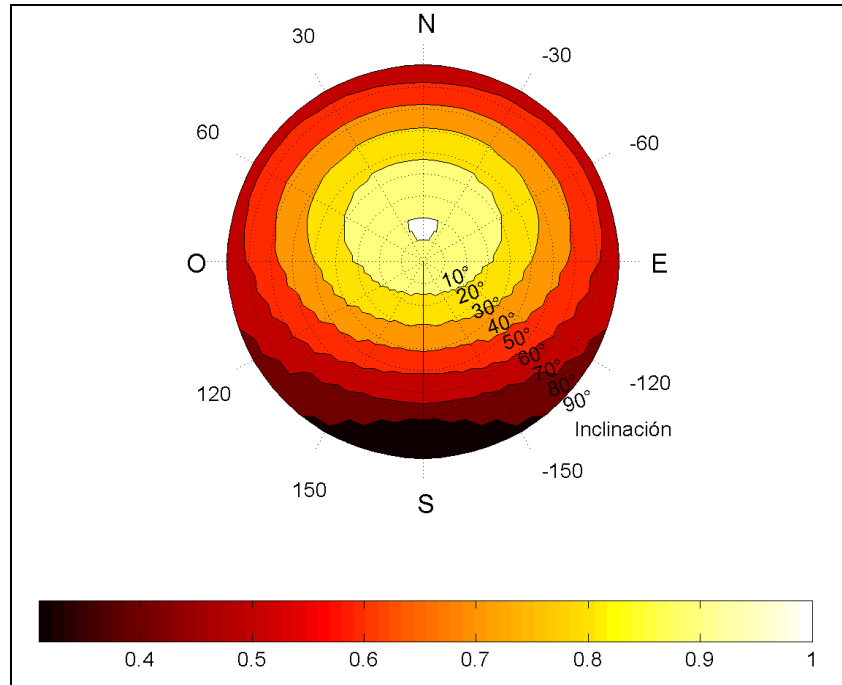
### Correlación de Angstrom para Pta. Arenas



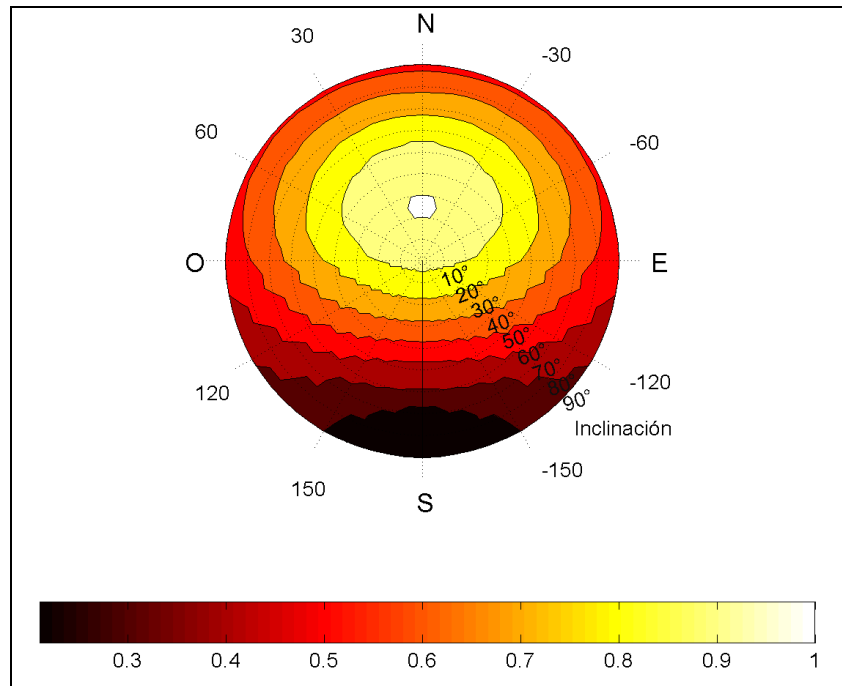
## Apéndice C

### Diagramas Polares de Pérdidas por Orientación e Inclinación

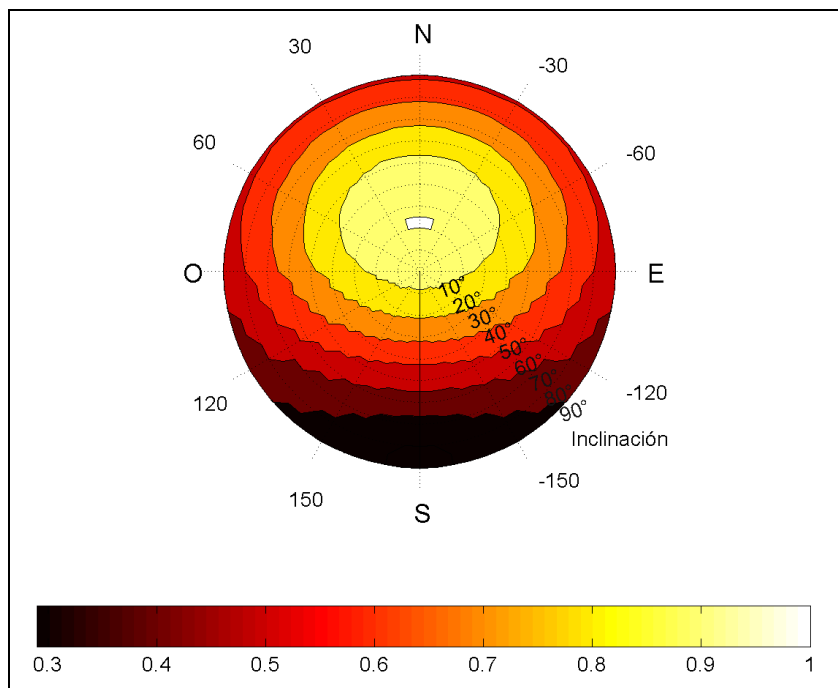




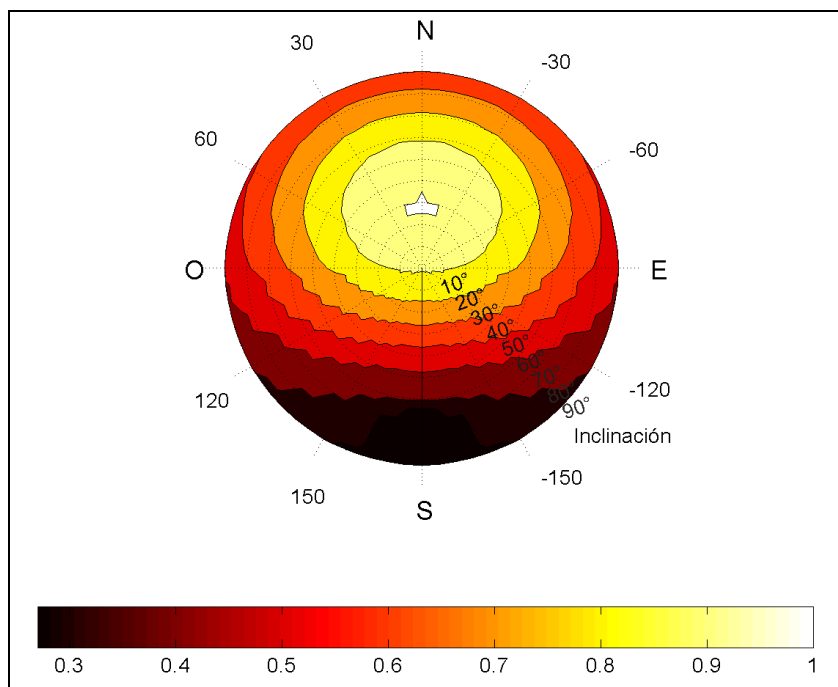
**Pérdidas por orientación e inclinación para ARICA (Lat = 18° S).**



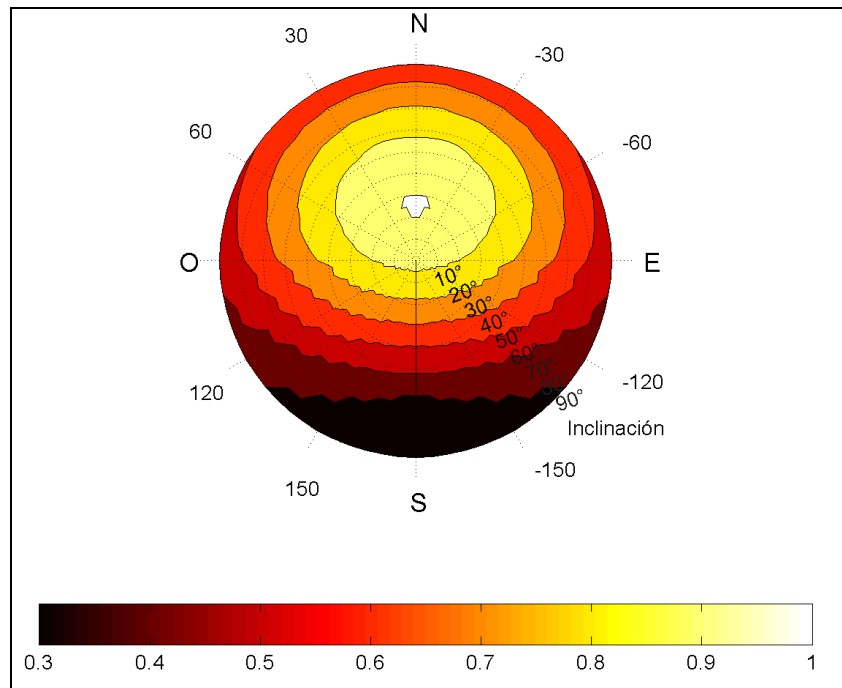
**Pérdidas por orientación e inclinación para CALAMA (Lat = 22° S).**



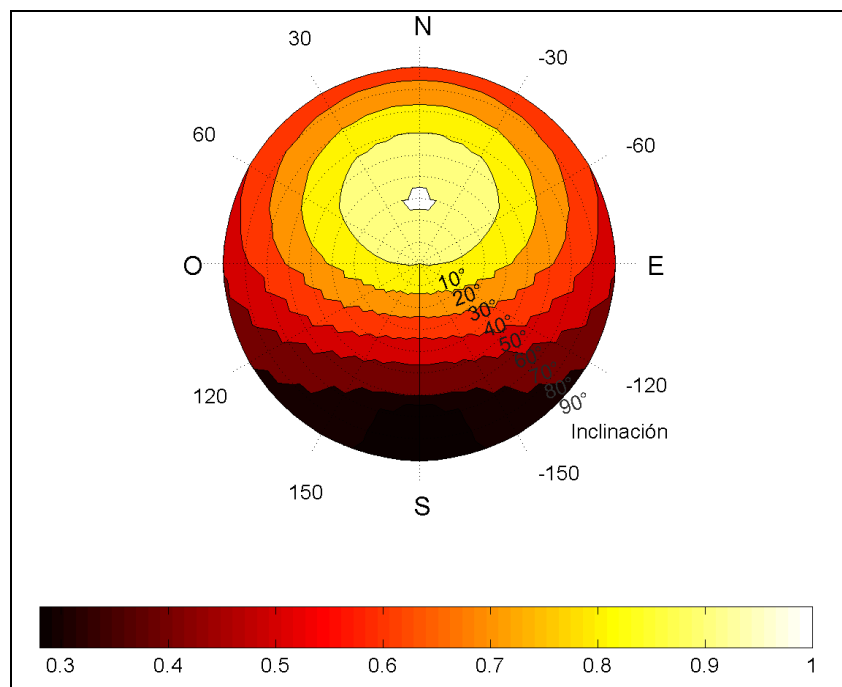
**Pérdidas por orientación e inclinación para ANTOFAGASTA (Lat = 23°S).**



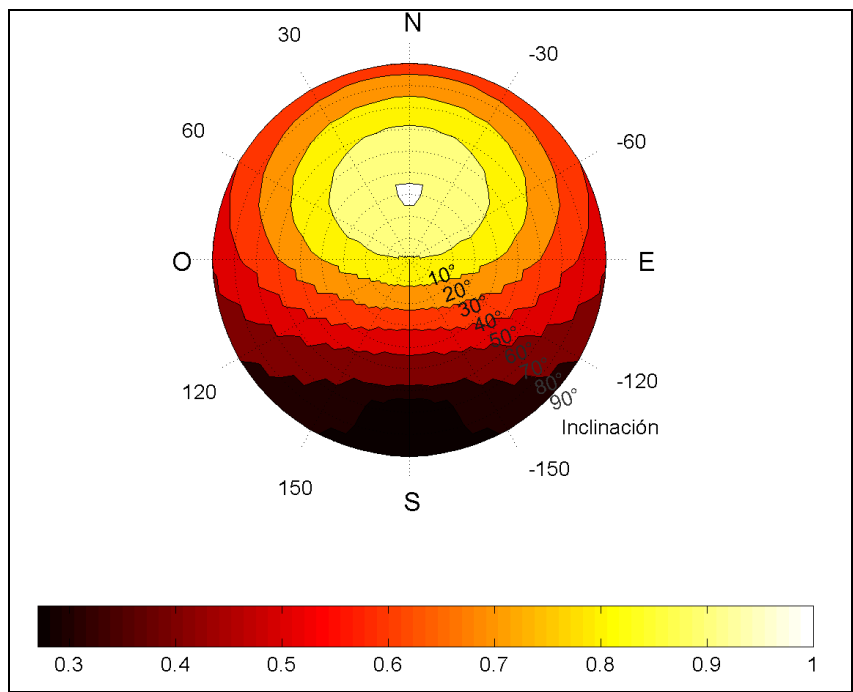
**Pérdidas por orientación e inclinación para COPIAPÓ (Lat = 27° S).**



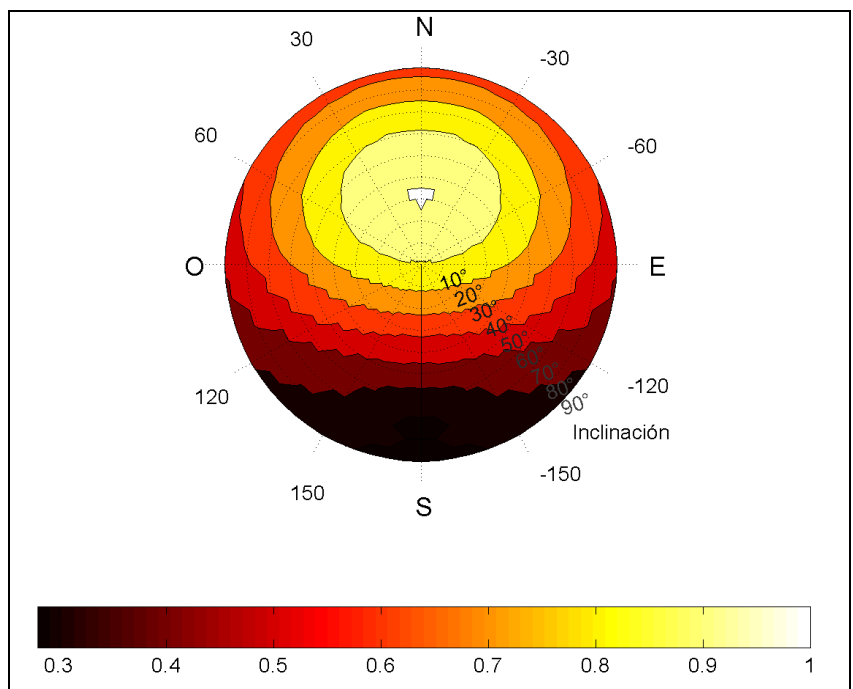
**Pérdidas por orientación e inclinación para ISLA DE PASCUA (Lat = 27° S).**



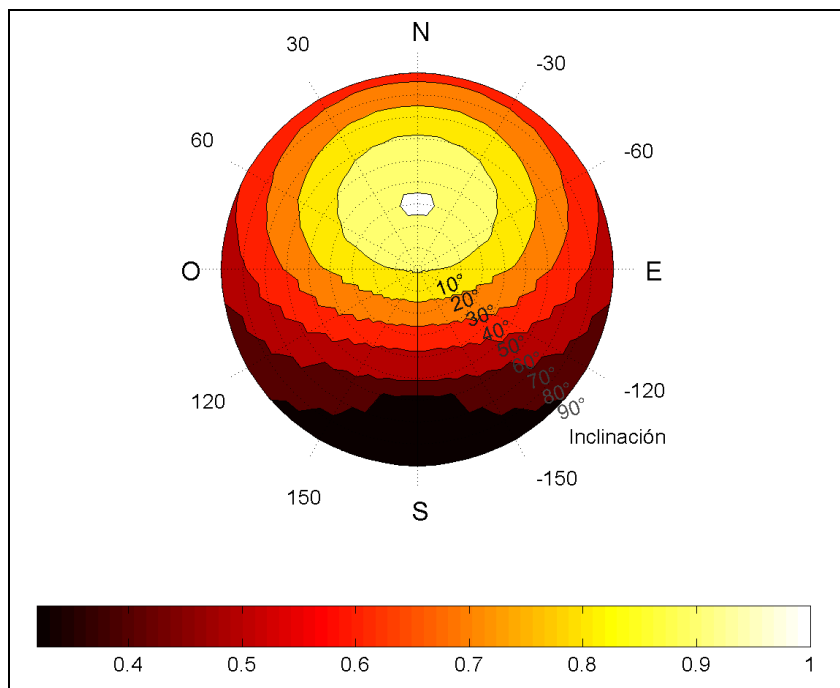
**Pérdidas de orientación e inclinación para VALLENAR (Lat = 28° S).**



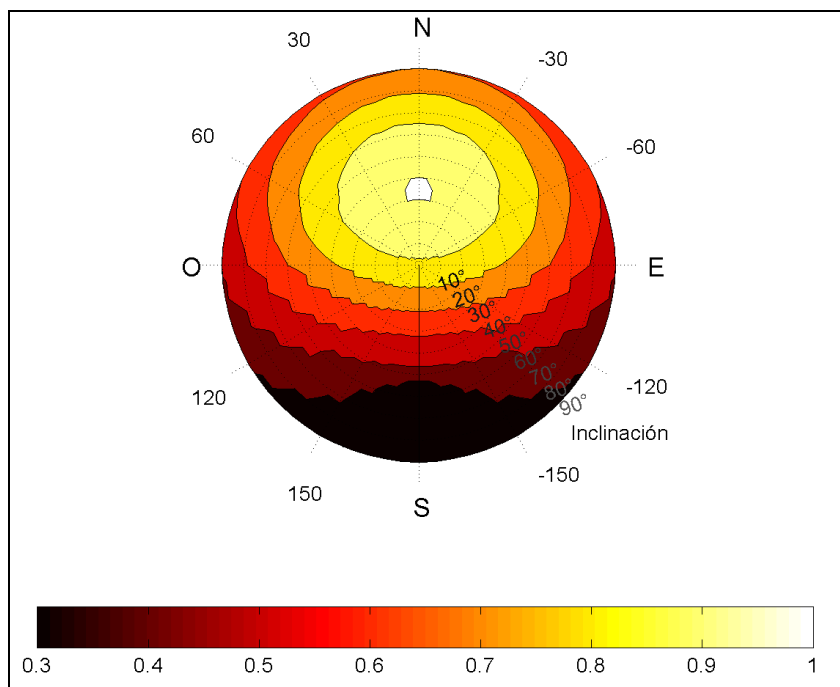
**Pérdidas por orientación e inclinación para LA SERENA (Lat = 30° S).**



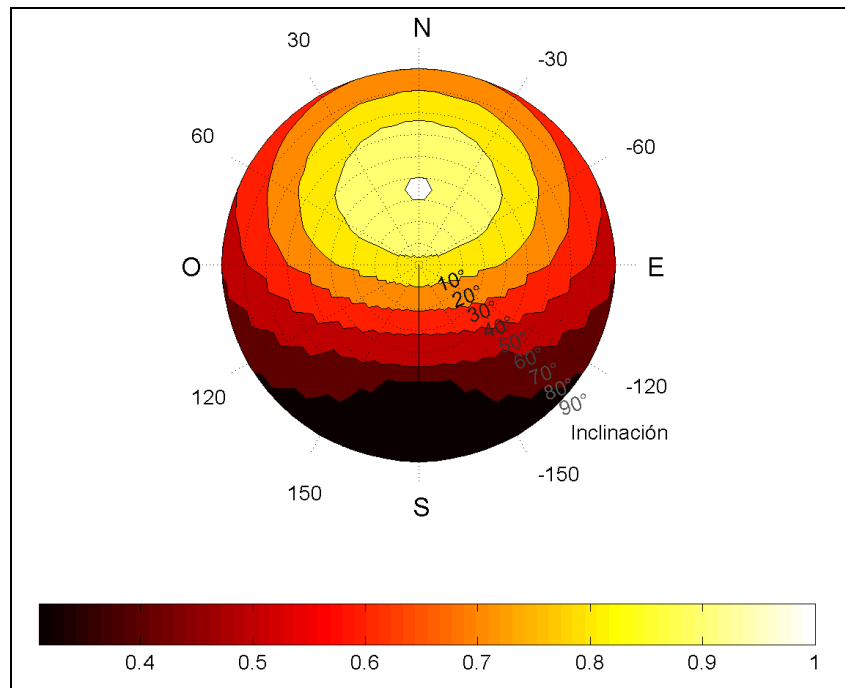
**Pérdidas por orientación e inclinación para SANTIAGO (Lat = 33° S).**



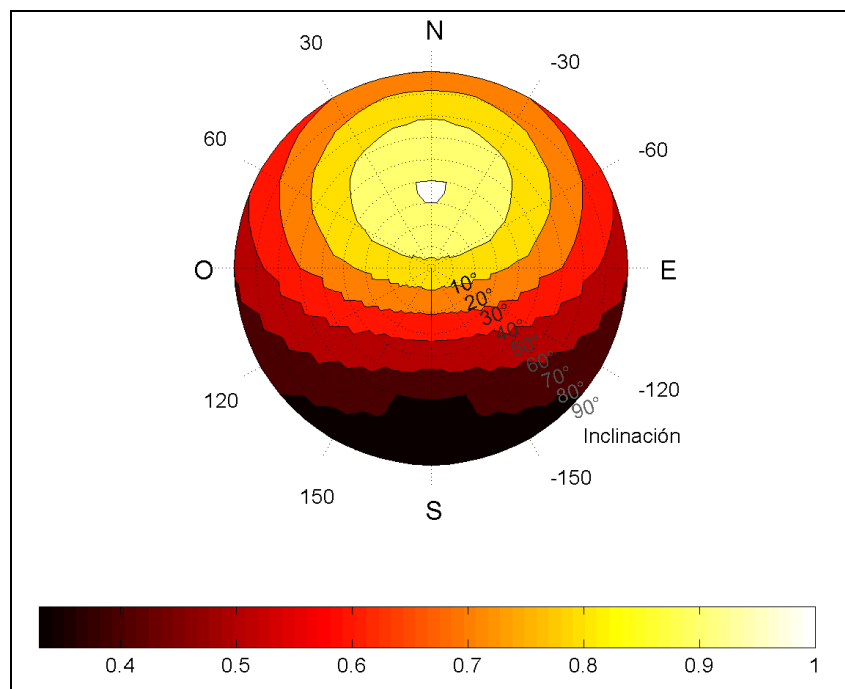
**Pérdidas por orientación e inclinación para CURICÓ (Lat = 35° S).**



**Pérdidas por orientación e inclinación para CONCEPCIÓN (Lat = 37° S).**



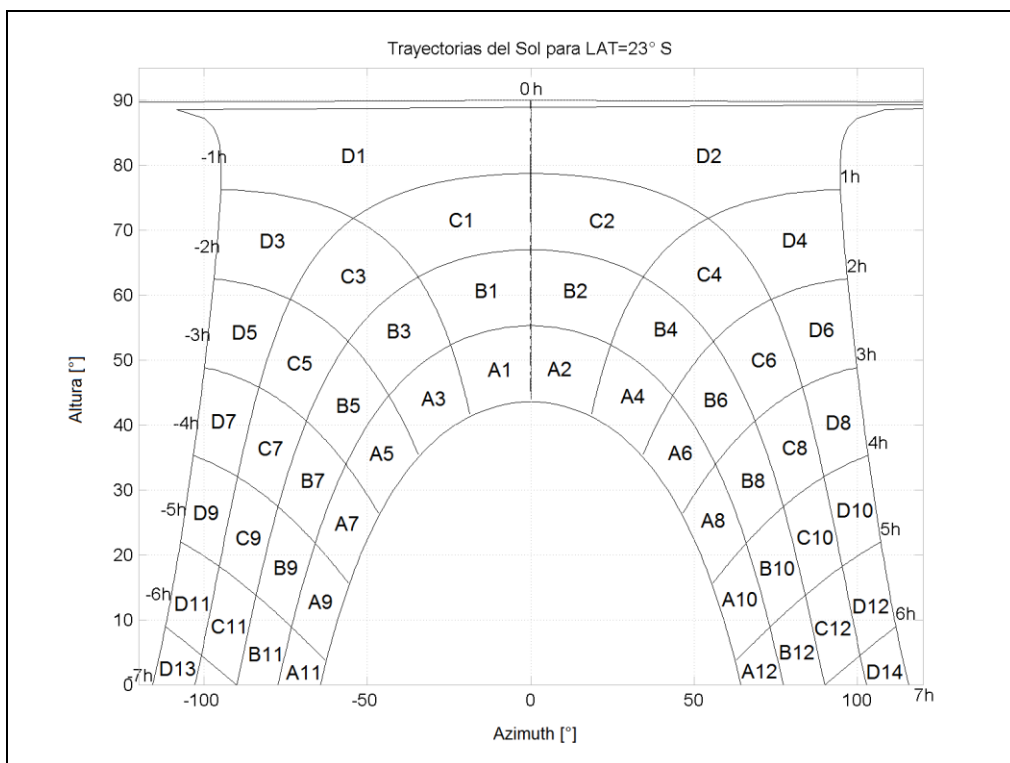
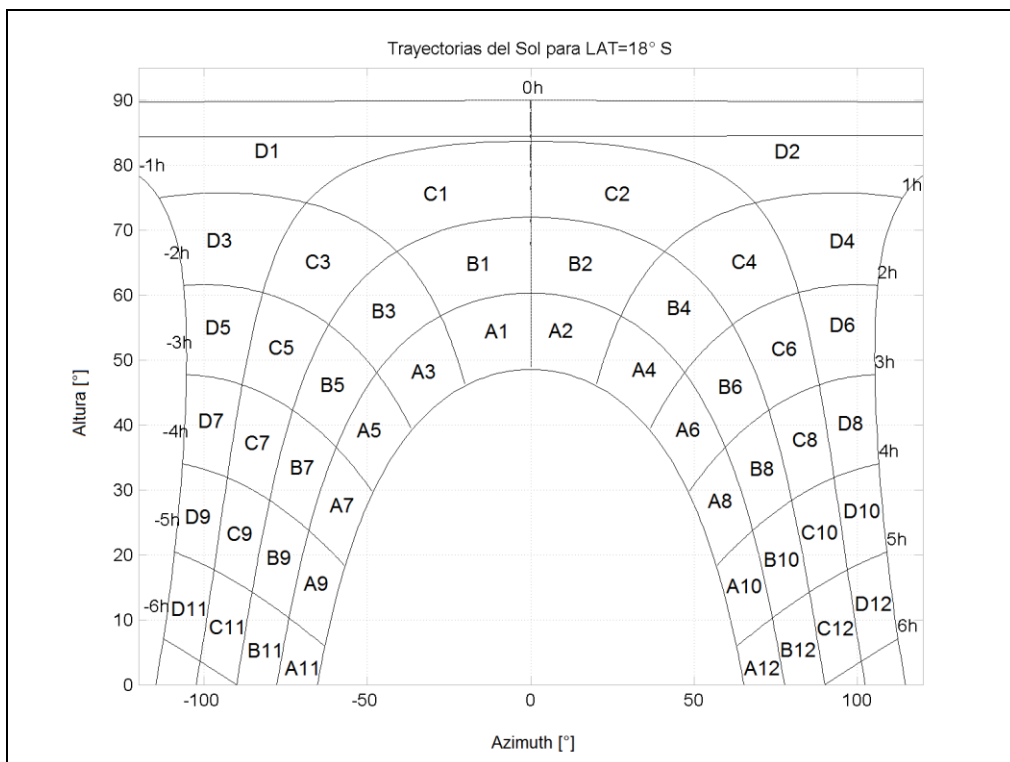
**Pérdidas por orientación e inclinación para TEMUCO (Lat = 39° S).**



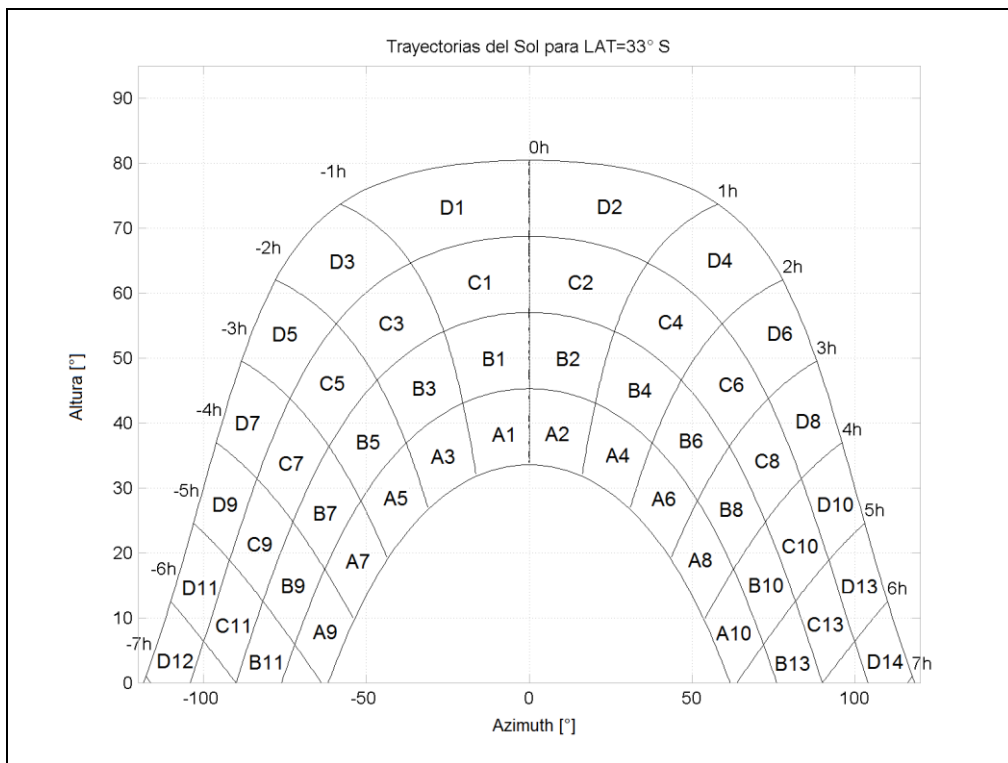
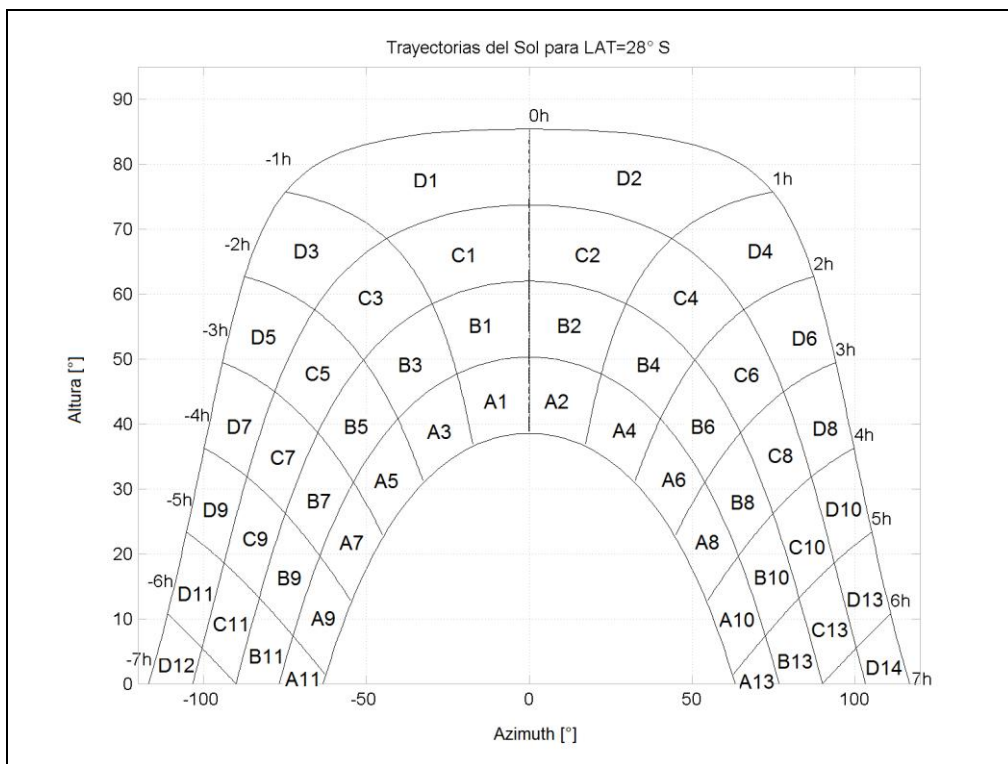
**Pérdidas por orientación e inclinación para PTO. MONTT (Lat = 41° S).**

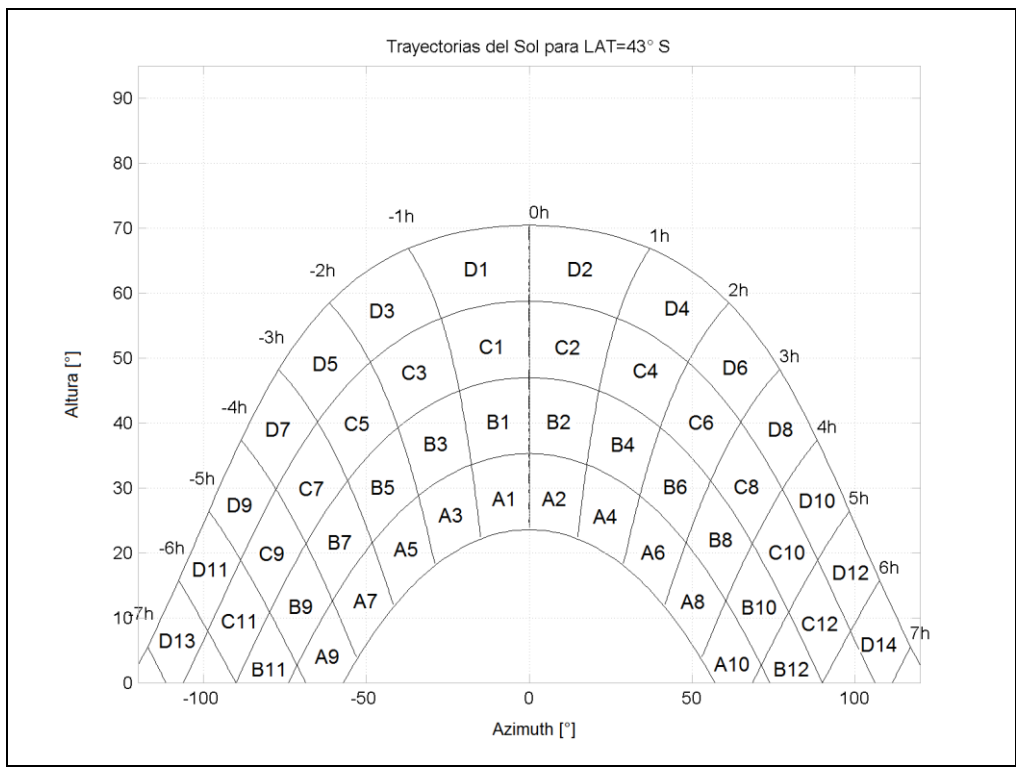
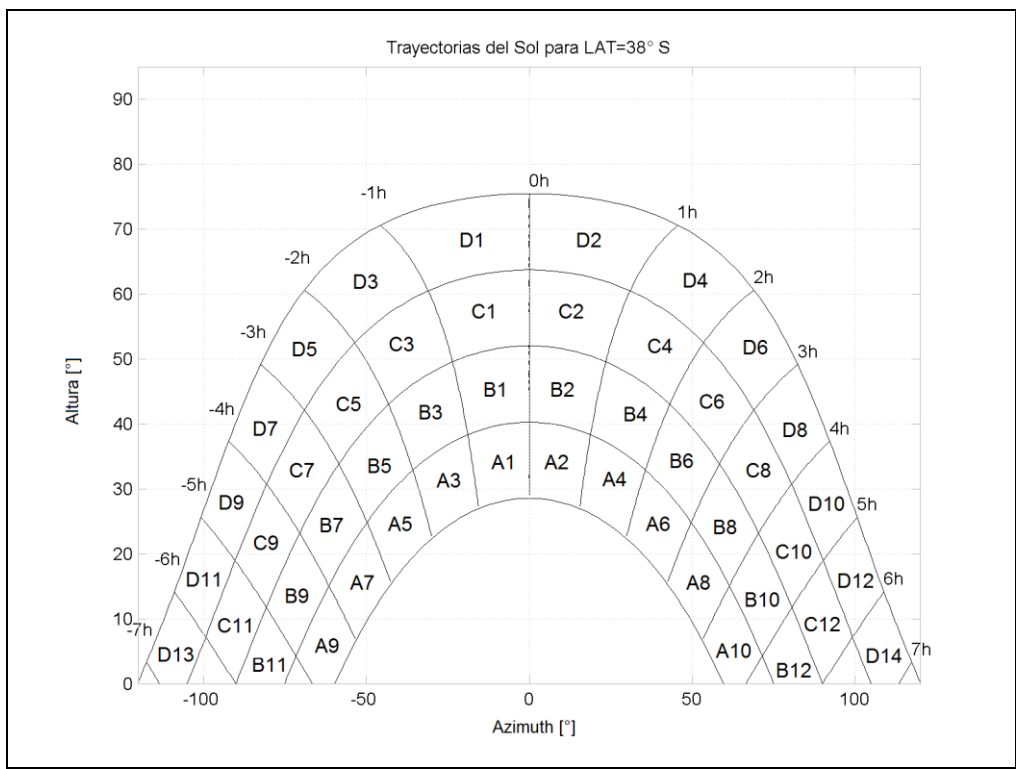
## Apéndice D

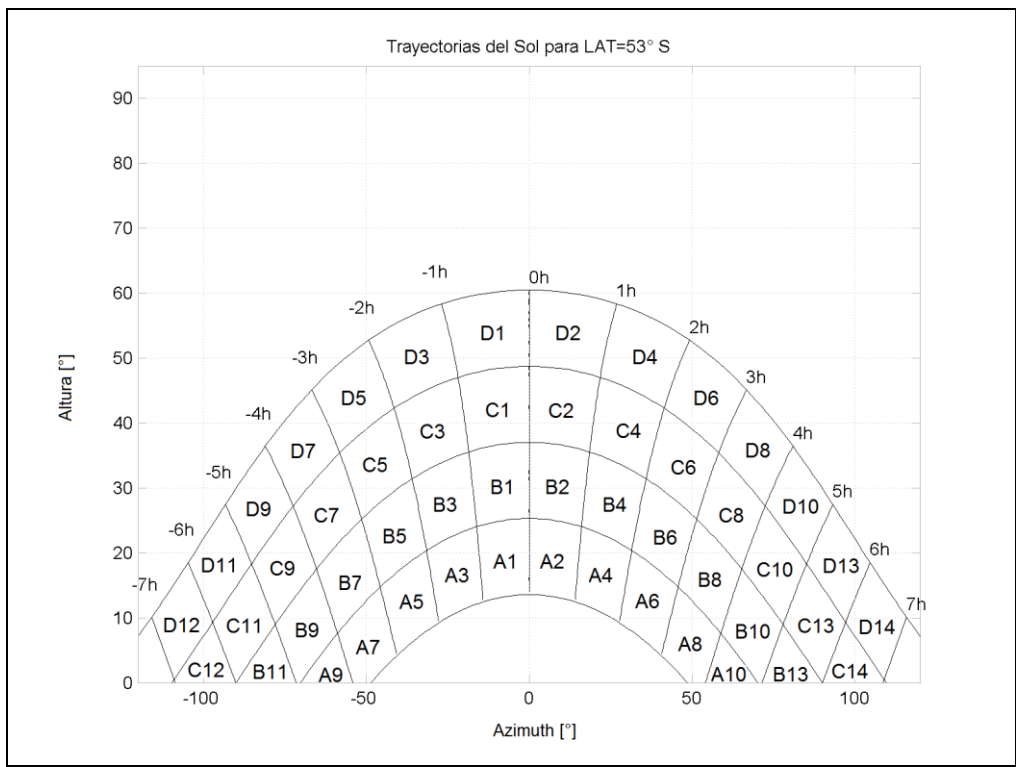
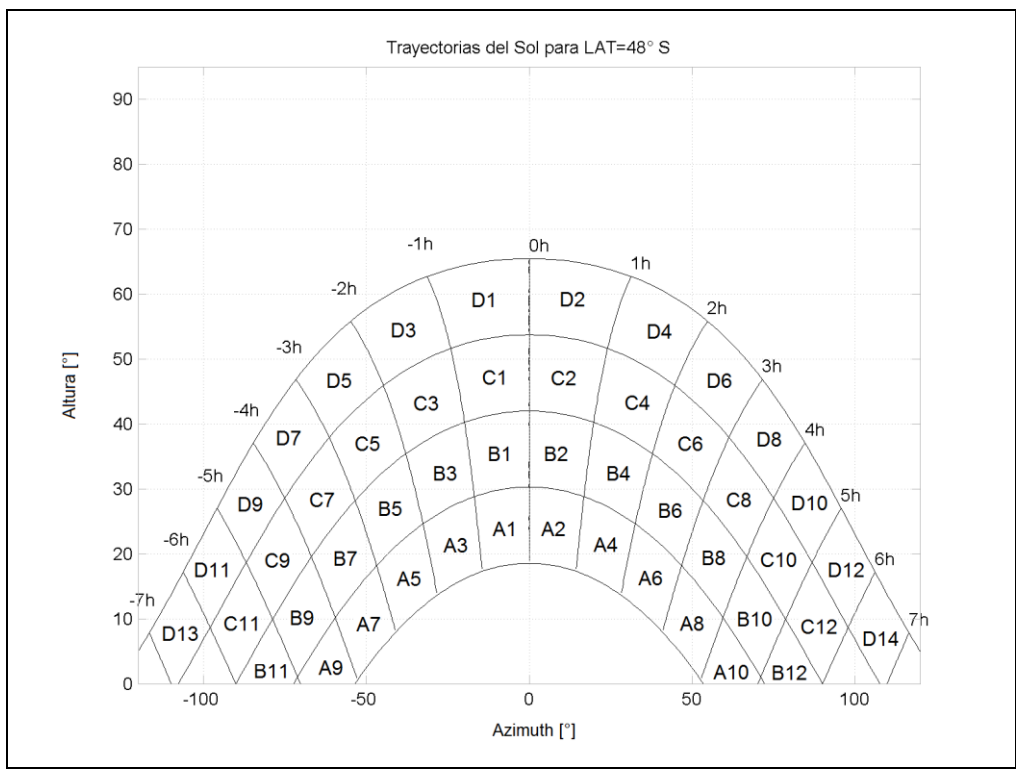
### Diagramas de Trayectorias del Sol











## Apéndice E

### Tablas de Pérdidas de Radiación por Sombras

## LATITUD 20° S

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%	11	0,0%	0,1%	0,3%	1,0%
9	0,6%	0,5%	0,6%	1,7%	9	1,3%	1,0%	1,1%	2,4%
7	1,6%	1,1%	1,2%	2,9%	7	2,9%	1,7%	1,7%	3,6%
5	2,6%	1,6%	1,7%	3,9%	5	3,9%	2,2%	2,2%	4,5%
3	3,3%	2,0%	2,1%	4,7%	3	4,4%	2,5%	2,4%	4,9%
1	3,7%	2,3%	2,3%	5,1%	1	4,5%	2,5%	2,4%	4,9%
2	3,8%	2,3%	2,4%	5,2%	2	4,2%	2,4%	2,3%	4,6%
4	3,6%	2,2%	2,2%	4,9%	4	3,6%	2,0%	1,9%	3,9%
6	3,0%	1,9%	1,9%	4,3%	6	2,6%	1,5%	1,4%	2,9%
8	2,1%	1,4%	1,5%	3,4%	8	1,5%	0,9%	0,9%	1,8%
10	1,1%	0,8%	0,9%	2,3%	10	0,5%	0,3%	0,3%	0,7%
12	0,2%	0,3%	0,4%	1,1%	12	0,2%	0,1%	0,2%	0,4%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%	11	0,0%	0,1%	0,2%	0,7%
9	0,6%	0,5%	0,6%	1,7%	9	1,1%	0,8%	0,9%	1,9%
7	1,6%	1,1%	1,2%	2,9%	7	2,7%	1,6%	1,5%	3,1%
5	2,6%	1,6%	1,7%	3,9%	5	3,7%	2,1%	2,0%	4,0%
3	3,3%	2,0%	2,1%	4,7%	3	4,4%	2,4%	2,3%	4,5%
1	3,7%	2,3%	2,3%	5,1%	1	4,6%	2,5%	2,4%	4,7%
2	3,8%	2,3%	2,4%	5,2%	2	4,5%	2,4%	2,3%	4,5%
4	3,6%	2,2%	2,2%	4,9%	4	3,9%	2,1%	2,0%	4,0%
6	3,0%	1,9%	1,9%	4,3%	6	3,1%	1,7%	1,6%	3,2%
8	2,1%	1,4%	1,5%	3,4%	8	2,0%	1,1%	1,1%	2,1%
10	1,1%	0,8%	0,9%	2,3%	10	0,9%	0,5%	0,5%	1,0%
12	0,2%	0,3%	0,4%	1,1%	12	0,2%	0,1%	0,1%	0,4%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%
9	0,6%	0,5%	0,6%	1,7%	9	0,8%	0,6%	0,6%	1,2%
7	1,6%	1,1%	1,2%	2,9%	7	2,1%	1,2%	1,1%	2,3%
5	2,6%	1,6%	1,7%	3,9%	5	3,2%	1,8%	1,7%	3,3%
3	3,3%	2,0%	2,1%	4,7%	3	4,1%	2,2%	2,0%	4,0%
1	3,7%	2,3%	2,3%	5,1%	1	4,5%	2,4%	2,3%	4,5%
2	3,8%	2,3%	2,4%	5,2%	2	4,6%	2,5%	2,3%	4,5%
4	3,6%	2,2%	2,2%	4,9%	4	4,4%	2,3%	2,2%	4,3%
6	3,0%	1,9%	1,9%	4,3%	6	3,7%	2,0%	1,9%	3,7%
8	2,1%	1,4%	1,5%	3,4%	8	2,7%	1,5%	1,4%	2,8%
10	1,1%	0,8%	0,9%	2,3%	10	1,5%	0,9%	0,9%	1,7%
12	0,2%	0,3%	0,4%	1,1%	12	0,3%	0,3%	0,3%	0,7%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%
9	0,6%	0,5%	0,6%	1,7%	9	0,5%	0,3%	0,3%	0,6%
7	1,6%	1,1%	1,2%	2,9%	7	1,5%	0,8%	0,8%	1,6%
5	2,6%	1,6%	1,7%	3,9%	5	2,6%	1,4%	1,3%	2,7%
3	3,3%	2,0%	2,1%	4,7%	3	3,5%	1,9%	1,8%	3,6%
1	3,7%	2,3%	2,3%	5,1%	1	4,2%	2,3%	2,2%	4,3%
2	3,8%	2,3%	2,4%	5,2%	2	4,6%	2,5%	2,3%	4,7%
4	3,6%	2,2%	2,2%	4,9%	4	4,6%	2,5%	2,3%	4,7%
6	3,0%	1,9%	1,9%	4,3%	6	4,1%	2,3%	2,1%	4,3%
8	2,1%	1,4%	1,5%	3,4%	8	3,2%	1,9%	1,8%	3,6%
10	1,1%	0,8%	0,9%	2,3%	10	1,9%	1,2%	1,2%	2,5%
12	0,2%	0,3%	0,4%	1,1%	12	0,4%	0,4%	0,6%	1,3%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%

## LATITUD 20° S

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%
9	0,6%	0,5%	0,6%	1,7%	9	0,3%	0,2%	0,2%	0,4%
7	1,6%	1,1%	1,2%	2,9%	7	1,0%	0,6%	0,6%	1,2%
5	2,6%	1,6%	1,7%	3,9%	5	2,1%	1,2%	1,2%	2,4%
3	3,3%	2,0%	2,1%	4,7%	3	3,1%	1,8%	1,7%	3,5%
1	3,7%	2,3%	2,3%	5,1%	1	3,9%	2,2%	2,1%	4,3%
2	3,8%	2,3%	2,4%	5,2%	2	4,4%	2,5%	2,4%	4,8%
4	3,6%	2,2%	2,2%	4,9%	4	4,5%	2,5%	2,4%	5,0%
6	3,0%	1,9%	1,9%	4,3%	6	4,2%	2,4%	2,3%	4,7%
8	2,1%	1,4%	1,5%	3,4%	8	3,4%	2,0%	2,0%	4,1%
10	1,1%	0,8%	0,9%	2,3%	10	2,1%	1,4%	1,4%	3,1%
12	0,2%	0,3%	0,4%	1,1%	12	0,4%	0,5%	0,7%	1,7%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,2%	0,4%	1,4%	11	0,1%	0,3%	0,6%	1,9%
9	2,0%	1,5%	1,6%	3,2%	9	3,0%	2,2%	2,1%	4,0%
7	4,2%	2,4%	2,2%	4,3%	7	5,9%	3,1%	2,7%	4,8%
5	5,3%	2,8%	2,6%	4,8%	5	6,7%	3,3%	2,8%	4,7%
3	5,5%	2,9%	2,6%	4,9%	3	6,4%	3,1%	2,5%	3,9%
1	5,2%	2,7%	2,4%	4,4%	1	5,5%	2,5%	1,9%	2,7%
2	4,4%	2,2%	2,0%	3,5%	2	4,0%	1,7%	1,1%	1,6%
4	3,3%	1,6%	1,4%	2,4%	4	2,4%	0,8%	0,7%	1,4%
6	2,1%	0,9%	0,7%	1,1%	6	1,1%	0,6%	0,6%	1,3%
8	0,8%	0,4%	0,3%	0,7%	8	0,8%	0,5%	0,5%	1,1%
10	0,4%	0,2%	0,3%	0,6%	10	0,5%	0,3%	0,4%	0,8%
12	0,2%	0,1%	0,2%	0,4%	12	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,2%	0,3%	0,8%	11	0,0%	0,2%	0,4%	1,0%
9	1,8%	1,2%	1,2%	2,2%	9	2,7%	1,8%	1,5%	2,4%
7	3,8%	2,1%	1,8%	3,2%	7	5,6%	2,7%	2,1%	3,1%
5	5,0%	2,6%	2,2%	3,9%	5	6,7%	3,1%	2,4%	3,4%
3	5,5%	2,8%	2,4%	4,2%	3	6,9%	3,1%	2,3%	3,1%
1	5,5%	2,7%	2,3%	4,1%	1	6,4%	2,8%	2,0%	2,4%
2	5,1%	2,5%	2,1%	3,6%	2	5,5%	2,2%	1,5%	1,7%
4	4,2%	2,0%	1,7%	2,7%	4	4,3%	1,6%	0,9%	1,5%
6	3,1%	1,4%	1,1%	1,7%	6	2,9%	0,8%	0,6%	1,3%
8	1,9%	0,8%	0,5%	0,8%	8	1,5%	0,5%	0,5%	1,1%
10	0,7%	0,3%	0,2%	0,6%	10	0,6%	0,3%	0,4%	0,9%
12	0,2%	0,1%	0,2%	0,4%	12	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,4%
9	1,1%	0,7%	0,5%	0,6%	9	1,7%	0,8%	0,4%	0,7%
7	2,8%	1,3%	1,1%	1,5%	7	3,8%	1,5%	0,8%	1,1%
5	4,0%	1,9%	1,6%	2,5%	5	5,3%	2,1%	1,2%	1,4%
3	4,9%	2,4%	1,9%	3,2%	3	6,2%	2,5%	1,6%	1,7%
1	5,4%	2,6%	2,2%	3,6%	1	6,8%	2,7%	1,8%	1,9%
2	5,5%	2,7%	2,2%	3,7%	2	6,9%	2,8%	1,8%	1,9%
4	5,2%	2,5%	2,1%	3,4%	4	6,5%	2,6%	1,7%	1,8%
6	4,5%	2,2%	1,8%	2,9%	6	5,8%	2,3%	1,4%	1,5%
8	3,4%	1,7%	1,3%	2,0%	8	4,6%	1,8%	1,0%	1,2%
10	2,0%	1,0%	0,8%	1,0%	10	2,9%	1,2%	0,6%	0,9%
12	0,4%	0,3%	0,3%	0,4%	12	0,6%	0,4%	0,2%	0,6%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%

## LATITUD 20° S

$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,4%
9	0,4%	0,2%	0,2%	0,5%	9	0,4%	0,3%	0,3%	0,7%
7	1,3%	0,5%	0,3%	0,6%	7	1,0%	0,4%	0,4%	1,0%
5	2,5%	1,1%	0,8%	1,1%	5	2,2%	0,6%	0,6%	1,2%
3	3,7%	1,7%	1,4%	2,2%	3	3,6%	1,2%	0,7%	1,4%
1	4,7%	2,3%	1,9%	3,2%	1	4,9%	1,9%	1,1%	1,6%
2	5,3%	2,6%	2,2%	3,9%	2	6,0%	2,5%	1,7%	2,0%
4	5,6%	2,8%	2,4%	4,2%	4	6,7%	2,9%	2,1%	2,8%
6	5,3%	2,7%	2,3%	4,1%	6	6,9%	3,1%	2,4%	3,3%
8	4,5%	2,3%	2,0%	3,6%	8	6,3%	3,0%	2,3%	3,3%
10	2,9%	1,7%	1,5%	2,7%	10	4,4%	2,3%	1,9%	2,8%
12	0,6%	0,6%	0,8%	1,5%	12	0,9%	1,0%	1,0%	1,8%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
11	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,4%
9	0,3%	0,2%	0,2%	0,5%	9	0,4%	0,2%	0,3%	0,7%
7	0,5%	0,3%	0,3%	0,6%	7	0,6%	0,4%	0,4%	1,0%
5	1,4%	0,6%	0,4%	0,8%	5	0,9%	0,5%	0,5%	1,2%
3	2,7%	1,3%	1,1%	1,8%	3	1,6%	0,6%	0,6%	1,4%
1	3,9%	2,0%	1,7%	3,0%	1	3,2%	1,2%	0,8%	1,5%
2	4,9%	2,5%	2,2%	4,0%	2	4,8%	2,1%	1,5%	2,0%
4	5,4%	2,8%	2,5%	4,7%	4	6,0%	2,8%	2,2%	3,4%
6	5,5%	2,9%	2,6%	4,9%	6	6,7%	3,2%	2,7%	4,4%
8	4,9%	2,7%	2,4%	4,6%	8	6,5%	3,3%	2,8%	4,8%
10	3,3%	2,0%	1,9%	3,8%	10	4,8%	2,8%	2,5%	4,5%
12	0,7%	0,8%	1,0%	2,4%	12	1,0%	1,2%	1,5%	3,1%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%

## LATITUD 35° S

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	11	0,0%	0,1%	0,4%	1,6%
9	0,3%	0,4%	0,7%	2,2%	9	0,5%	0,8%	1,2%	3,0%
7	1,0%	1,0%	1,3%	3,4%	7	2,0%	1,6%	1,8%	4,2%
5	1,9%	1,5%	1,8%	4,5%	5	3,2%	2,1%	2,3%	5,1%
3	2,6%	1,9%	2,2%	5,2%	3	3,8%	2,4%	2,5%	5,5%
1	3,0%	2,1%	2,4%	5,7%	1	3,9%	2,5%	2,5%	5,5%
2	3,1%	2,2%	2,4%	5,8%	2	3,6%	2,3%	2,3%	5,2%
4	2,9%	2,0%	2,3%	5,5%	4	3,0%	1,9%	2,0%	4,4%
6	2,3%	1,7%	2,0%	4,9%	6	2,1%	1,4%	1,5%	3,4%
8	1,5%	1,3%	1,5%	4,0%	8	1,0%	0,8%	0,9%	2,2%
10	0,6%	0,7%	1,0%	2,8%	10	0,3%	0,3%	0,4%	1,0%
12	0,0%	0,2%	0,4%	1,6%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
11	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	11	0,0%	0,1%	0,3%	1,2%
9	0,3%	0,4%	0,7%	2,2%	9	0,4%	0,7%	1,0%	2,4%
7	1,0%	1,0%	1,3%	3,4%	7	1,8%	1,4%	1,6%	3,6%
5	1,9%	1,5%	1,8%	4,5%	5	3,0%	2,0%	2,1%	4,6%
3	2,6%	1,9%	2,2%	5,2%	3	3,8%	2,3%	2,4%	5,1%
1	3,0%	2,1%	2,4%	5,7%	1	4,0%	2,5%	2,5%	5,3%
2	3,1%	2,2%	2,4%	5,8%	2	3,9%	2,4%	2,4%	5,1%
4	2,9%	2,0%	2,3%	5,5%	4	3,4%	2,1%	2,1%	4,6%
6	2,3%	1,7%	2,0%	4,9%	6	2,5%	1,6%	1,7%	3,7%
8	1,5%	1,3%	1,5%	4,0%	8	1,5%	1,0%	1,1%	2,6%
10	0,6%	0,7%	1,0%	2,8%	10	0,5%	0,5%	0,6%	1,4%
12	0,0%	0,2%	0,4%	1,6%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%

## LATITUD 35° S

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
11	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	11	0,0%	0,0%	0,2%	0,6%
9	0,3%	0,4%	0,7%	2,2%	9	0,3%	0,5%	0,6%	1,6%
7	1,0%	1,0%	1,3%	3,4%	7	1,4%	1,1%	1,2%	2,8%
5	1,9%	1,5%	1,8%	4,5%	5	2,6%	1,7%	1,7%	3,8%
3	2,6%	1,9%	2,2%	5,2%	3	3,5%	2,1%	2,1%	4,6%
1	3,0%	2,1%	2,4%	5,7%	1	4,0%	2,4%	2,4%	5,1%
2	3,1%	2,2%	2,4%	5,8%	2	4,1%	2,4%	2,4%	5,2%
4	2,9%	2,0%	2,3%	5,5%	4	3,8%	2,3%	2,3%	4,9%
6	2,3%	1,7%	2,0%	4,9%	6	3,1%	1,9%	2,0%	4,2%
8	1,5%	1,3%	1,5%	4,0%	8	2,0%	1,4%	1,5%	3,3%
10	0,6%	0,7%	1,0%	2,8%	10	0,8%	0,8%	0,9%	2,2%
12	0,0%	0,2%	0,4%	1,6%	12	0,1%	0,2%	0,4%	1,0%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
11	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%
9	0,3%	0,4%	0,7%	2,2%	9	0,2%	0,2%	0,3%	0,9%
7	1,0%	1,0%	1,3%	3,4%	7	1,0%	0,7%	0,8%	2,0%
5	1,9%	1,5%	1,8%	4,5%	5	2,0%	1,3%	1,4%	3,2%
3	2,6%	1,9%	2,2%	5,2%	3	3,0%	1,9%	1,9%	4,2%
1	3,0%	2,1%	2,4%	5,7%	1	3,7%	2,2%	2,3%	4,9%
2	3,1%	2,2%	2,4%	5,8%	2	4,0%	2,4%	2,5%	5,3%
4	2,9%	2,0%	2,3%	5,5%	4	3,9%	2,4%	2,5%	5,3%
6	2,3%	1,7%	2,0%	4,9%	6	3,4%	2,2%	2,2%	4,9%
8	1,5%	1,3%	1,5%	4,0%	8	2,5%	1,7%	1,9%	4,1%
10	0,6%	0,7%	1,0%	2,8%	10	1,1%	1,1%	1,3%	3,1%
12	0,0%	0,2%	0,4%	1,6%	12	0,1%	0,3%	0,6%	1,8%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
11	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
9	0,3%	0,4%	0,7%	2,2%	9	0,2%	0,2%	0,2%	0,6%
7	1,0%	1,0%	1,3%	3,4%	7	0,6%	0,5%	0,6%	1,6%
5	1,9%	1,5%	1,8%	4,5%	5	1,6%	1,1%	1,2%	2,8%
3	2,6%	1,9%	2,2%	5,2%	3	2,5%	1,7%	1,8%	4,0%
1	3,0%	2,1%	2,4%	5,7%	1	3,4%	2,1%	2,2%	4,8%
2	3,1%	2,2%	2,4%	5,8%	2	3,8%	2,4%	2,5%	5,4%
4	2,9%	2,0%	2,3%	5,5%	4	3,9%	2,5%	2,5%	5,6%
6	2,3%	1,7%	2,0%	4,9%	6	3,6%	2,3%	2,4%	5,3%
8	1,5%	1,3%	1,5%	4,0%	8	2,7%	1,9%	2,1%	4,7%
10	0,6%	0,7%	1,0%	2,8%	10	1,2%	1,2%	1,5%	3,7%
12	0,0%	0,2%	0,4%	1,6%	12	0,1%	0,4%	0,8%	2,3%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,8%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
11	0,0%	0,1%	0,5%	2,1%	11	0,0%	0,1%	0,7%	2,6%
9	0,7%	1,2%	1,6%	3,7%	9	0,9%	1,7%	2,1%	4,4%
7	3,0%	2,2%	2,3%	4,9%	7	4,1%	2,8%	2,7%	5,3%
5	4,3%	2,7%	2,6%	5,4%	5	5,7%	3,2%	2,9%	5,4%
3	4,8%	2,8%	2,7%	5,5%	3	5,9%	3,1%	2,7%	4,9%
1	4,7%	2,7%	2,5%	5,1%	1	5,2%	2,7%	2,3%	3,8%
2	4,0%	2,2%	2,1%	4,2%	2	4,1%	2,0%	1,6%	2,4%
4	2,9%	1,7%	1,6%	3,1%	4	2,6%	1,1%	0,8%	1,3%
6	1,7%	1,0%	0,9%	1,7%	6	1,1%	0,5%	0,5%	1,2%
8	0,6%	0,4%	0,3%	0,7%	8	0,5%	0,4%	0,4%	1,0%
10	0,3%	0,2%	0,2%	0,6%	10	0,3%	0,3%	0,3%	0,8%
12	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%



## LATITUD 35° S

$\beta = 60^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%
11	0,0%	0,1%	0,4%	1,3%	11	0,0%	0,1%	0,5%	1,4%
9	0,6%	1,0%	1,2%	2,6%	9	0,8%	1,3%	1,5%	2,7%
7	2,6%	1,9%	1,9%	3,8%	7	3,7%	2,4%	2,2%	3,7%
5	4,1%	2,4%	2,3%	4,5%	5	5,4%	2,9%	2,5%	4,2%
3	4,8%	2,7%	2,5%	4,9%	3	6,0%	3,1%	2,6%	4,2%
1	4,9%	2,7%	2,5%	4,8%	1	5,9%	2,9%	2,4%	3,8%
2	4,5%	2,5%	2,3%	4,4%	2	5,2%	2,5%	2,0%	2,9%
4	3,8%	2,0%	1,9%	3,5%	4	4,1%	1,9%	1,4%	1,7%
6	2,7%	1,5%	1,3%	2,4%	6	2,8%	1,2%	0,7%	1,2%
8	1,5%	0,8%	0,7%	1,2%	8	1,4%	0,5%	0,4%	1,0%
10	0,4%	0,3%	0,2%	0,6%	10	0,4%	0,2%	0,3%	0,8%
12	0,0%	0,1%	0,2%	0,4%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
11	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	11	0,0%	0,1%	0,1%	0,4%
9	0,4%	0,5%	0,6%	1,0%	9	0,5%	0,6%	0,5%	0,7%
7	1,9%	1,2%	1,2%	2,1%	7	2,5%	1,4%	1,0%	1,2%
5	3,3%	1,9%	1,7%	3,2%	5	4,2%	2,1%	1,6%	2,1%
3	4,3%	2,3%	2,1%	4,0%	3	5,4%	2,6%	2,0%	2,8%
1	4,8%	2,6%	2,4%	4,4%	1	6,0%	2,9%	2,2%	3,3%
2	4,9%	2,7%	2,4%	4,5%	2	6,1%	2,9%	2,3%	3,4%
4	4,6%	2,5%	2,3%	4,2%	4	5,8%	2,7%	2,1%	3,1%
6	3,8%	2,1%	1,9%	3,6%	6	4,9%	2,3%	1,8%	2,5%
8	2,6%	1,6%	1,4%	2,7%	8	3,4%	1,8%	1,3%	1,6%
10	1,1%	0,9%	0,9%	1,6%	10	1,4%	1,0%	0,7%	0,9%
12	0,1%	0,2%	0,3%	0,6%	12	0,1%	0,3%	0,2%	0,5%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
11	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
9	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	9	0,2%	0,2%	0,2%	0,7%
7	0,9%	0,5%	0,4%	0,7%	7	0,8%	0,3%	0,4%	0,9%
5	2,1%	1,1%	1,0%	1,8%	5	2,1%	0,8%	0,5%	1,1%
3	3,2%	1,8%	1,6%	3,0%	3	3,5%	1,5%	1,0%	1,3%
1	4,2%	2,3%	2,1%	4,0%	1	4,7%	2,2%	1,7%	2,3%
2	4,8%	2,6%	2,4%	4,6%	2	5,6%	2,7%	2,2%	3,4%
4	4,9%	2,7%	2,5%	4,9%	4	6,0%	3,0%	2,5%	4,0%
6	4,5%	2,6%	2,4%	4,8%	6	5,8%	3,0%	2,6%	4,3%
8	3,4%	2,2%	2,1%	4,2%	8	4,7%	2,7%	2,4%	4,0%
10	1,6%	1,4%	1,6%	3,2%	10	2,2%	1,9%	1,9%	3,3%
12	0,1%	0,4%	0,8%	2,0%	12	0,1%	0,6%	1,0%	2,1%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,6%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
11	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
9	0,2%	0,2%	0,2%	0,5%	9	0,2%	0,2%	0,3%	0,7%
7	0,4%	0,2%	0,3%	0,7%	7	0,4%	0,3%	0,4%	0,9%
5	1,1%	0,6%	0,5%	1,0%	5	0,7%	0,4%	0,5%	1,1%
3	2,4%	1,3%	1,2%	2,4%	3	1,8%	0,7%	0,6%	1,3%
1	3,5%	2,0%	1,9%	3,7%	1	3,4%	1,5%	1,2%	1,7%
2	4,4%	2,5%	2,4%	4,7%	2	4,7%	2,3%	1,9%	3,1%
4	4,8%	2,8%	2,7%	5,3%	4	5,6%	2,9%	2,5%	4,4%
6	4,7%	2,8%	2,7%	5,5%	6	5,9%	3,2%	2,9%	5,2%
8	3,8%	2,5%	2,5%	5,2%	8	5,1%	3,1%	2,9%	5,4%
10	1,8%	1,8%	2,0%	4,4%	10	2,6%	2,4%	2,5%	4,9%
12	0,1%	0,5%	1,1%	3,0%	12	0,1%	0,8%	1,5%	3,6%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,1%	14	0,0%	0,0%	0,1%	1,4%

## LATITUD 50° S

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
11	0,0%	0,0%	0,3%	1,7%	11	0,0%	0,0%	0,5%	2,4%
9	0,0%	0,3%	0,8%	2,9%	9	0,1%	0,6%	1,3%	3,9%
7	0,4%	0,8%	1,3%	4,1%	7	0,8%	1,4%	1,9%	5,1%
5	1,0%	1,3%	1,8%	5,1%	5	2,0%	2,0%	2,4%	5,9%
3	1,6%	1,7%	2,2%	5,9%	3	2,8%	2,3%	2,6%	6,3%
1	2,0%	1,9%	2,4%	6,3%	1	3,0%	2,3%	2,7%	6,3%
2	2,1%	1,9%	2,4%	6,4%	2	2,7%	2,1%	2,4%	5,9%
4	1,9%	1,8%	2,3%	6,1%	4	2,1%	1,7%	2,1%	5,1%
6	1,4%	1,5%	2,0%	5,5%	6	1,3%	1,2%	1,5%	4,0%
8	0,7%	1,0%	1,6%	4,6%	8	0,5%	0,6%	0,9%	2,7%
10	0,2%	0,5%	1,0%	3,5%	10	0,1%	0,2%	0,4%	1,4%
12	0,0%	0,1%	0,5%	2,3%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,1%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%
11	0,0%	0,0%	0,3%	1,7%	11	0,0%	0,0%	0,4%	1,8%
9	0,0%	0,3%	0,8%	2,9%	9	0,0%	0,5%	1,0%	3,2%
7	0,4%	0,8%	1,3%	4,1%	7	0,7%	1,2%	1,7%	4,4%
5	1,0%	1,3%	1,8%	5,1%	5	1,9%	1,8%	2,2%	5,4%
3	1,6%	1,7%	2,2%	5,9%	3	2,7%	2,2%	2,5%	5,9%
1	2,0%	1,9%	2,4%	6,3%	1	3,1%	2,3%	2,6%	6,1%
2	2,1%	1,9%	2,4%	6,4%	2	3,0%	2,3%	2,5%	5,9%
4	1,9%	1,8%	2,3%	6,1%	4	2,5%	1,9%	2,2%	5,3%
6	1,4%	1,5%	2,0%	5,5%	6	1,6%	1,5%	1,8%	4,3%
8	0,7%	1,0%	1,6%	4,6%	8	0,7%	0,9%	1,2%	3,2%
10	0,2%	0,5%	1,0%	3,5%	10	0,1%	0,4%	0,6%	1,9%
12	0,0%	0,1%	0,5%	2,3%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,8%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,1%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,0%	0,3%	1,7%	11	0,0%	0,0%	0,2%	1,0%
9	0,0%	0,3%	0,8%	2,9%	9	0,0%	0,3%	0,7%	2,2%
7	0,4%	0,8%	1,3%	4,1%	7	0,5%	0,9%	1,3%	3,4%
5	1,0%	1,3%	1,8%	5,1%	5	1,6%	1,5%	1,9%	4,5%
3	1,6%	1,7%	2,2%	5,9%	3	2,5%	2,0%	2,3%	5,4%
1	2,0%	1,9%	2,4%	6,3%	1	3,0%	2,3%	2,5%	5,9%
2	2,1%	1,9%	2,4%	6,4%	2	3,2%	2,3%	2,6%	6,0%
4	1,9%	1,8%	2,3%	6,1%	4	2,8%	2,2%	2,4%	5,7%
6	1,4%	1,5%	2,0%	5,5%	6	2,1%	1,8%	2,1%	5,0%
8	0,7%	1,0%	1,6%	4,6%	8	1,0%	1,3%	1,6%	4,0%
10	0,2%	0,5%	1,0%	3,5%	10	0,2%	0,6%	1,0%	2,8%
12	0,0%	0,1%	0,5%	2,3%	12	0,0%	0,1%	0,4%	1,5%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,1%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%
$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,0%	0,3%	1,7%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%
9	0,0%	0,3%	0,8%	2,9%	9	0,0%	0,2%	0,4%	1,3%
7	0,4%	0,8%	1,3%	4,1%	7	0,4%	0,6%	0,9%	2,5%
5	1,0%	1,3%	1,8%	5,1%	5	1,2%	1,2%	1,5%	3,8%
3	1,6%	1,7%	2,2%	5,9%	3	2,1%	1,7%	2,0%	4,8%
1	2,0%	1,9%	2,4%	6,3%	1	2,8%	2,1%	2,4%	5,6%
2	2,1%	1,9%	2,4%	6,4%	2	3,1%	2,3%	2,6%	6,1%
4	1,9%	1,8%	2,3%	6,1%	4	3,0%	2,3%	2,6%	6,1%
6	1,4%	1,5%	2,0%	5,5%	6	2,4%	2,1%	2,4%	5,7%
8	0,7%	1,0%	1,6%	4,6%	8	1,3%	1,6%	2,0%	4,9%
10	0,2%	0,5%	1,0%	3,5%	10	0,2%	0,9%	1,4%	3,8%
12	0,0%	0,1%	0,5%	2,3%	12	0,0%	0,2%	0,7%	2,5%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,1%	14	0,0%	0,0%	0,1%	1,2%

## LATITUD 50° S

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,0%	0,3%	1,7%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%
9	0,0%	0,3%	0,8%	2,9%	9	0,0%	0,2%	0,2%	0,9%
7	0,4%	0,8%	1,3%	4,1%	7	0,3%	0,4%	0,6%	2,0%
5	1,0%	1,3%	1,8%	5,1%	5	0,9%	0,9%	1,2%	3,3%
3	1,6%	1,7%	2,2%	5,9%	3	1,7%	1,5%	1,8%	4,5%
1	2,0%	1,9%	2,4%	6,3%	1	2,5%	2,0%	2,3%	5,5%
2	2,1%	1,9%	2,4%	6,4%	2	2,9%	2,3%	2,6%	6,1%
4	1,9%	1,8%	2,3%	6,1%	4	2,9%	2,3%	2,7%	6,4%
6	1,4%	1,5%	2,0%	5,5%	6	2,4%	2,2%	2,6%	6,2%
8	0,7%	1,0%	1,6%	4,6%	8	1,4%	1,7%	2,2%	5,5%
10	0,2%	0,5%	1,0%	3,5%	10	0,3%	1,0%	1,6%	4,5%
12	0,0%	0,1%	0,5%	2,3%	12	0,0%	0,2%	0,9%	3,1%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,1%	14	0,0%	0,0%	0,2%	1,6%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	13	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
11	0,0%	0,1%	0,6%	2,9%	11	0,0%	0,1%	0,8%	3,4%
9	0,1%	0,8%	1,7%	4,5%	9	0,1%	1,1%	2,1%	5,1%
7	1,0%	1,9%	2,4%	5,7%	7	1,4%	2,4%	2,8%	6,1%
5	2,7%	2,5%	2,8%	6,3%	5	3,6%	3,0%	3,1%	6,3%
3	3,6%	2,7%	2,9%	6,4%	3	4,6%	3,1%	3,0%	6,0%
1	3,7%	2,6%	2,7%	5,9%	1	4,4%	2,8%	2,6%	5,0%
2	3,2%	2,2%	2,3%	5,0%	2	3,5%	2,1%	1,9%	3,5%
4	2,2%	1,6%	1,7%	3,8%	4	2,3%	1,3%	1,1%	1,8%
6	1,2%	0,9%	1,0%	2,3%	6	1,0%	0,5%	0,5%	1,1%
8	0,4%	0,3%	0,4%	0,9%	8	0,3%	0,3%	0,4%	1,0%
10	0,1%	0,2%	0,2%	0,6%	10	0,1%	0,2%	0,3%	0,8%
12	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%
11	0,0%	0,0%	0,4%	1,9%	11	0,0%	0,0%	0,5%	1,9%
9	0,1%	0,6%	1,3%	3,3%	9	0,1%	0,8%	1,5%	3,4%
7	0,9%	1,6%	2,0%	4,5%	7	1,2%	2,0%	2,3%	4,5%
5	2,5%	2,3%	2,5%	5,4%	5	3,3%	2,7%	2,7%	5,2%
3	3,6%	2,6%	2,7%	5,8%	3	4,6%	3,0%	2,9%	5,4%
1	3,9%	2,7%	2,7%	5,8%	1	4,8%	3,0%	2,8%	5,1%
2	3,7%	2,5%	2,5%	5,3%	2	4,4%	2,6%	2,4%	4,3%
4	2,9%	2,0%	2,1%	4,4%	4	3,4%	2,0%	1,8%	3,1%
6	1,9%	1,4%	1,5%	3,2%	6	2,1%	1,3%	1,1%	1,6%
8	0,8%	0,8%	0,8%	1,8%	8	0,8%	0,6%	0,4%	0,9%
10	0,1%	0,2%	0,3%	0,7%	10	0,1%	0,2%	0,3%	0,8%
12	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%	12	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,0%	0,2%	0,5%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%
9	0,0%	0,4%	0,6%	1,5%	9	0,0%	0,4%	0,6%	0,9%
7	0,7%	1,1%	1,3%	2,8%	7	0,8%	1,2%	1,2%	2,0%
5	2,0%	1,8%	1,9%	4,0%	5	2,6%	2,0%	1,9%	3,2%
3	3,2%	2,3%	2,3%	4,9%	3	4,0%	2,6%	2,4%	4,2%
1	3,9%	2,6%	2,6%	5,4%	1	4,8%	2,9%	2,6%	4,7%
2	4,0%	2,6%	2,7%	5,5%	2	5,0%	3,0%	2,7%	4,8%
4	3,6%	2,5%	2,5%	5,2%	4	4,5%	2,8%	2,5%	4,5%
6	2,7%	2,0%	2,1%	4,5%	6	3,4%	2,3%	2,1%	3,7%
8	1,3%	1,4%	1,6%	3,4%	8	1,7%	1,6%	1,6%	2,6%
10	0,2%	0,7%	0,9%	2,2%	10	0,3%	0,8%	0,9%	1,4%
12	0,0%	0,1%	0,4%	0,9%	12	0,0%	0,1%	0,3%	0,6%
14	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	14	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%

## LATITUD 50° S

$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%
9	0,0%	0,1%	0,2%	0,5%	9	0,0%	0,1%	0,2%	0,7%
7	0,4%	0,5%	0,5%	1,1%	7	0,3%	0,3%	0,3%	0,9%
5	1,3%	1,1%	1,2%	2,5%	5	1,4%	0,9%	0,7%	1,1%
3	2,4%	1,7%	1,8%	3,8%	3	2,8%	1,7%	1,5%	2,3%
1	3,3%	2,3%	2,3%	4,9%	1	4,0%	2,4%	2,1%	3,7%
2	3,9%	2,6%	2,6%	5,6%	2	4,7%	2,8%	2,6%	4,7%
4	3,8%	2,7%	2,8%	5,9%	4	4,8%	3,1%	2,9%	5,3%
6	3,2%	2,5%	2,6%	5,7%	6	4,1%	2,9%	2,8%	5,4%
8	1,7%	2,0%	2,3%	5,0%	8	2,3%	2,4%	2,5%	4,9%
10	0,3%	1,1%	1,6%	3,9%	10	0,4%	1,4%	1,9%	4,0%
12	0,0%	0,2%	0,8%	2,6%	12	0,0%	0,3%	1,0%	2,7%
14	0,0%	0,0%	0,1%	1,2%	14	0,0%	0,0%	0,2%	1,2%
$\beta = 60^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D	$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 50^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	13	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
11	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	11	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%
9	0,0%	0,1%	0,2%	0,6%	9	0,0%	0,1%	0,2%	0,7%
7	0,2%	0,2%	0,3%	0,7%	7	0,2%	0,3%	0,3%	0,9%
5	0,7%	0,6%	0,6%	1,5%	5	0,5%	0,3%	0,4%	1,1%
3	1,7%	1,3%	1,4%	3,1%	3	1,6%	0,9%	0,7%	1,3%
1	2,7%	1,9%	2,0%	4,4%	1	2,9%	1,7%	1,5%	2,7%
2	3,5%	2,4%	2,5%	5,5%	2	4,0%	2,5%	2,3%	4,3%
4	3,8%	2,7%	2,8%	6,2%	4	4,6%	3,0%	2,9%	5,5%
6	3,3%	2,7%	2,9%	6,4%	6	4,2%	3,1%	3,1%	6,2%
8	1,9%	2,3%	2,6%	6,1%	8	2,6%	2,8%	3,0%	6,3%
10	0,4%	1,4%	2,1%	5,2%	10	0,5%	1,8%	2,5%	5,7%
12	0,0%	0,3%	1,2%	3,8%	12	0,0%	0,4%	1,5%	4,3%
14	0,0%	0,0%	0,2%	2,0%	14	0,0%	0,0%	0,3%	2,4%

## Apéndice F

### Factor k de Distancia Mínima entre Captadores

LATITUD [°S]	AZIMUTH									
	0	5/5	10/10	15/15	20/20	25/25	30/30	35/35	40/40	45/45
18	0,99	1,05	1,10	1,14	1,17	1,20	1,22	1,22	1,22	1,21
19	1,02	1,08	1,13	1,18	1,21	1,24	1,25	1,26	1,26	1,24
20	1,06	1,12	1,17	1,22	1,25	1,28	1,29	1,30	1,29	1,28
21	1,10	1,16	1,21	1,26	1,29	1,32	1,33	1,34	1,33	1,32
22	1,13	1,20	1,25	1,30	1,33	1,36	1,37	1,38	1,37	1,35
23	1,18	1,24	1,30	1,34	1,38	1,40	1,42	1,42	1,41	1,39
24	1,22	1,28	1,34	1,39	1,42	1,45	1,46	1,46	1,46	1,44
25	1,26	1,33	1,39	1,43	1,47	1,49	1,51	1,51	1,50	1,48
26	1,31	1,38	1,44	1,48	1,52	1,54	1,56	1,56	1,55	1,53
27	1,36	1,43	1,49	1,54	1,57	1,60	1,61	1,61	1,60	1,57
28	1,41	1,48	1,54	1,59	1,63	1,65	1,66	1,66	1,65	1,63
29	1,46	1,53	1,60	1,65	1,69	1,71	1,72	1,72	1,71	1,68
30	1,52	1,59	1,66	1,71	1,75	1,77	1,78	1,78	1,76	1,74
31	1,58	1,65	1,72	1,77	1,81	1,84	1,85	1,84	1,83	1,80
32	1,64	1,72	1,79	1,84	1,88	1,90	1,91	1,91	1,89	1,86
33	1,70	1,79	1,86	1,91	1,95	1,98	1,99	1,98	1,96	1,93
34	1,78	1,86	1,93	1,99	2,03	2,05	2,06	2,06	2,04	2,00
35	1,85	1,94	2,01	2,07	2,11	2,14	2,14	2,14	2,11	2,08
36	1,93	2,02	2,10	2,15	2,20	2,22	2,23	2,22	2,20	2,16
37	2,01	2,11	2,19	2,25	2,29	2,32	2,33	2,32	2,29	2,25
38	2,11	2,20	2,28	2,35	2,39	2,42	2,43	2,42	2,39	2,34
39	2,21	2,31	2,39	2,45	2,50	2,53	2,53	2,52	2,49	2,44
40	2,31	2,42	2,50	2,57	2,62	2,64	2,65	2,64	2,61	2,55
41	2,43	2,54	2,63	2,69	2,74	2,77	2,78	2,77	2,73	2,67
42	2,55	2,67	2,76	2,83	2,88	2,91	2,92	2,90	2,86	2,81
43	2,69	2,81	2,91	2,98	3,03	3,06	3,07	3,05	3,01	2,95
44	2,84	2,97	3,07	3,15	3,20	3,23	3,24	3,22	3,18	3,11
45	3,01	3,14	3,25	3,33	3,39	3,42	3,42	3,40	3,36	3,28
46	3,19	3,33	3,44	3,53	3,59	3,62	3,63	3,61	3,56	3,48
47	3,40	3,55	3,66	3,76	3,82	3,85	3,86	3,83	3,78	3,70
48	3,63	3,79	3,91	4,01	4,08	4,11	4,12	4,09	4,03	3,94
49	3,90	4,06	4,20	4,30	4,37	4,41	4,41	4,38	4,32	4,22
50	4,20	4,38	4,52	4,63	4,71	4,75	4,75	4,72	4,65	4,54
51	4,55	4,74	4,90	5,02	5,10	5,14	5,14	5,11	5,03	4,92
52	4,96	5,17	5,34	5,47	5,56	5,60	5,60	5,56	5,48	5,36
53	5,45	5,68	5,87	6,01	6,10	6,15	6,15	6,11	6,01	5,88

LATITUD [°S]	AZIMUTH									
	50/50	55/55	60/60	65/65	70/70	75/75	80/80	85/85	90/90	
18	1,19	1,16	1,12	1,07	1,02	0,96	0,89	0,81	0,73	
19	1,22	1,19	1,15	1,10	1,04	0,98	0,90	0,82	0,74	
20	1,26	1,22	1,18	1,13	1,07	1,00	0,92	0,84	0,75	
21	1,29	1,26	1,21	1,16	1,09	1,02	0,94	0,86	0,77	
22	1,33	1,29	1,24	1,19	1,12	1,05	0,97	0,88	0,78	
23	1,37	1,33	1,28	1,22	1,15	1,07	0,99	0,90	0,80	
24	1,41	1,36	1,31	1,25	1,18	1,10	1,01	0,92	0,81	
25	1,45	1,40	1,35	1,29	1,21	1,13	1,04	0,94	0,83	
26	1,49	1,45	1,39	1,32	1,25	1,16	1,06	0,96	0,85	
27	1,54	1,49	1,43	1,36	1,28	1,19	1,09	0,98	0,87	
28	1,59	1,54	1,48	1,40	1,32	1,23	1,12	1,01	0,89	
29	1,64	1,59	1,52	1,45	1,36	1,26	1,15	1,04	0,91	
30	1,69	1,64	1,57	1,49	1,40	1,30	1,19	1,07	0,94	
31	1,75	1,69	1,62	1,54	1,44	1,34	1,22	1,10	0,96	
32	1,81	1,75	1,68	1,59	1,49	1,38	1,26	1,13	0,99	
33	1,88	1,81	1,74	1,65	1,54	1,43	1,30	1,16	1,02	
34	1,95	1,88	1,80	1,70	1,60	1,48	1,34	1,20	1,05	
35	2,02	1,95	1,87	1,77	1,65	1,53	1,39	1,24	1,09	
36	2,10	2,03	1,94	1,83	1,71	1,58	1,44	1,29	1,12	
37	2,18	2,11	2,01	1,90	1,78	1,64	1,49	1,33	1,16	
38	2,28	2,19	2,10	1,98	1,85	1,71	1,55	1,38	1,20	
39	2,37	2,29	2,18	2,06	1,93	1,78	1,61	1,44	1,25	
40	2,48	2,39	2,28	2,16	2,01	1,85	1,68	1,50	1,30	
41	2,60	2,50	2,39	2,25	2,10	1,94	1,76	1,56	1,35	
42	2,72	2,62	2,50	2,36	2,20	2,03	1,84	1,63	1,42	
43	2,86	2,76	2,63	2,48	2,31	2,13	1,93	1,71	1,48	
44	3,02	2,90	2,77	2,61	2,43	2,24	2,02	1,80	1,55	
45	3,19	3,06	2,92	2,75	2,57	2,36	2,13	1,89	1,64	
46	3,37	3,25	3,09	2,91	2,71	2,49	2,25	2,00	1,73	
47	3,59	3,45	3,28	3,09	2,88	2,65	2,39	2,12	1,83	
48	3,82	3,68	3,50	3,30	3,07	2,82	2,55	2,25	1,94	
49	4,10	3,94	3,75	3,53	3,28	3,01	2,72	2,41	2,08	
50	4,41	4,23	4,03	3,79	3,53	3,24	2,92	2,59	2,23	
51	4,77	4,58	4,36	4,10	3,82	3,50	3,16	2,79	2,40	
52	5,19	4,99	4,74	4,46	4,15	3,81	3,43	3,04	2,61	
53	5,70	5,47	5,20	4,90	4,55	4,17	3,76	3,33	2,86	