



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE CONTROL PREDICTIVO
SUPERVISOR PARA CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS
DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

RAÚL ADOLFO MORALES CARO

PROFESOR GUÍA:
DORIS SÁEZ HUEICHAPAN

PROFESOR CO-GUÍA:
FELIPE VALENCIA ARROYAVE

MIEMBRO DE LA COMISIÓN:
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO DE CHILE
2013

RESUMEN DE MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR : RAÚL MORALES C.
PROF. GUÍA : DORIS SÁEZ H.
PROF. CO-GUÍA : FELIPE VALENCIA A.

“Diseño de estrategias de control predictivo supervisor para centrales solares termoelectricas de colectores cilindro parabólicos”

En la actualidad, existe un inmenso interés internacional por el desarrollo de tecnologías de generación con fuentes renovables. Particularmente, la tecnología de concentración solar ha alcanzado suficiente madurez para ser incluida en el mercado de generación y se espera que dentro de los próximos años sea una tecnología presente en la matriz energética de Chile debido principalmente a las condiciones privilegiadas de radiación en el norte del país y también por los incentivos por parte del Estado y también de privados para invertir en esta tecnología.

Debido a que en una planta solar no es posible manipular la fuente de energía primaria (radiación solar), el objetivo general del presente trabajo consiste en el diseño de una estrategia de control predictivo basado en modelos (MPC) a nivel supervisor para una planta con colectores cilindro parabólicos, que permita aprovechar al máximo el recurso disponible.

El trabajo se ha realizado utilizando el simulador de planta solar ACUREX, desarrollado en Matlab-Simulink, el cual representa el comportamiento del lazo de colectores de la plataforma solar de Almería, España.

Los modelos predictivos de la planta desarrollados consisten en modelos lineales ARX (autorregresivo con entrada exógena) y ARIX (autorregresivo integral con entrada exógena); y un modelo no lineal difuso de T&S (Takagi & Sugeno), los cuales consideran como variable de salida a la temperatura de salida del aceite del campo colector y como variable de entrada su valor de referencia.

Debido a que los modelos ARIX y de T&S presentan los mejores resultados, se propone el diseño de una estrategia de control predictivo a nivel supervisor en base a ambos modelos. Los resultados obtenidos muestran que su implementación reduce el error de seguimiento en 1%, se evita sobreimpulso en el sistema y se limita los cambios en la energía de control, haciendo el funcionamiento del sistema más seguro.

En base a pruebas por simulación, se concluye que el MPC difuso supervisor basado en el modelo de T&S mejora el desempeño de la planta frente a cambios en la referencia y en condiciones anormales de operación en comparación con el control regulatorio original.

Como líneas de investigación futuras se propone entregar robustez al sistema por medio de la integración de incertidumbre paramétrica en el modelo, incluir criterios económicos de operación e implementar el sistema de control en una futura planta solar en Chile.

Dedicatoria

*A mi padre, mi hermano,
mi familia y amigos que
siempre han estado conmigo.*

Agradecimientos

En este espacio quiero expresar mis sinceros agradecimientos a toda la gente que me ha dado su apoyo en esta importante etapa de mi vida que está a punto de culminar. La lista es grande y una página es claramente insuficiente para nombrarlos a todos, pero quiero que sepan que me siento afortunado de haber conocido tantos buenos amigos, dentro y fuera de la Universidad.

En primer lugar, agradezco a mi padre, quien me ha apoyado incondicionalmente desde el momento en que me decidí por estudiar esta carrera a los 16 años, contra viento y marea, siempre tuve la seguridad de que él no me iba a fallar.

A mi profesora guía, la Dra. Doris Sáez, pues gracias a ella pude asistir a importantes congresos del área de la ingeniería eléctrica y participar en grandes proyectos de investigación, incluyendo el presente trabajo de memoria, en que siempre estuvo presente. Agradezco a mis compañeros del laboratorio de Control Avanzado II, por generar un grato ambiente de trabajo y a los proyectos FONDECYT no. 1110047 y Solar Energy Research Center (SERC) CONICYT: FBO16, CONICYT/FONDAP/15110019 por su respaldo.

A mis amigos de la Universidad, con quienes compartí muchos momentos de estrés, cansancio, alegría y distracción. Fue un gusto haber conocido a la “Secta”, haciendo mención especial para Carlos Aedo y Claudio Nicolás Flores, ambos muy buenos amigos con gran sentido de la responsabilidad, con quienes fui compañero en gran parte de los cursos y trabajos; y a Matías Lacalle, quién me ayudó en los momentos más críticos de mi trabajo de memoria. De seguro, todos serán excelentes profesionales.

A mis amigos del Liceo: “Los Vag@s”. Francamente, creo que es un lujo mantener actualmente tal relación de amistad. Con ustedes he aprendido mucho, a tener un pensamiento más crítico, a ser más empático, tolerante y en general a ser mejor persona. Son incontables las veces que nos hemos juntado a compartir, sólo espero que el contacto se mantenga indefinidamente en el tiempo.

Muchas son las personas que han entrado en mi vida, del mismo, muchos también han dejado de ser parte de ella, es natural. Sin embargo, hay quienes han estado siempre conmigo, a todos ustedes les dedico mi título de InJeniero Civil Eléctrico.

Tabla de contenido

Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1. Fundamentación del trabajo de memoria.....	1
1.2. Objetivo general.....	2
1.3. Objetivos específicos.....	2
1.4. Metodología.....	3
Capítulo 2. Plantas de captación de energía solar.....	4
2.1. Energía Solar.....	4
2.2. Tecnología fotovoltaica.....	6
2.2.1. Efecto fotoeléctrico y características.....	6
2.2.2. Desarrollos internacionales y nacionales en plantas fotovoltaicas.....	8
2.3. Tecnologías de concentración solar.....	9
2.3.1. Cilindro parabólico.....	10
2.3.2. Fresnel lineal.....	12
2.3.3. Torre solar.....	13
2.3.4. Disco Stirling.....	14
2.3.5. Otros tipos de tecnologías.....	15
2.3.6. Desarrollos internacionales y nacionales en plantas de concentración solar.....	15
2.4. Comparación entre las principales tecnologías de captación solar.....	17
2.5. Almacenamiento térmico en plantas de concentración solar.....	19
Capítulo 3. Descripción del campo de colectores solares ACUREX.....	23
3.1. Modelo dinámico del lazo de colectores.....	23
3.1.1. Descripción del proceso.....	23
3.1.2. Modelo de parámetros distribuidos.....	25
3.1.3. Modelo de parámetros concentrados.....	30
3.2. Estructuras básicas de control.....	32
3.2.1. Compensación prealimentada paralelo.....	34
3.2.2. Compensación prealimentada serie.....	35
3.2.3. Comentarios y comparación entre estructuras de control prealimentados.....	36
Capítulo 4. Modelación de campo de colectores.....	38
4.1. Obtención de datos.....	38

4.2. Relación estática de temperatura del campo colector.....	42
4.3. Definición de índices de evaluación.....	46
4.4. Estructura de modelos.....	47
4.4.1. Modelación lineal.....	47
4.3.1.1. Modelo autorregresivo con entrada exógena.....	48
4.3.1.2. Modelo autorregresivo integral con entrada exógena.....	50
4.4.2. Modelación no lineal.....	52
4.3.1.3. Modelo difuso de Takagi & Sugeno.....	52
4.3.1.4. Identificación difusa.....	54
4.3.1.5. Desempeño del modelo de Takagi & Sugeno.....	58
4.5. Comparación de los modelos empíricos.....	59
Capítulo 5. Diseño de la estrategia de control supervisor.....	61
5.1. Diseño del control predictivo.....	63
5.1.1. Procedimiento de diseño analítico del control predictivo generalizado.....	63
5.1.2. Control predictivo lineal.....	66
5.1.3. Control predictivo difuso.....	67
5.2. Resultados y discusión.....	70
5.2.1. Evaluación de la respuesta al escalón.....	70
5.2.2. Perturbación en el perfil de radiación.....	73
5.2.3. Desintonización del control proporcional-integral.....	74
Capítulo 6. Conclusiones y trabajo futuro.....	78
6.1. Conclusiones generales.....	78
6.2. Líneas de investigación futuras.....	79
6.3. Publicación generada.....	79
Bibliografía.....	80
Anexo A: Adaptación y mejoras del simulador en el ambiente de trabajo.....	84
Anexo B: Tablas de resultados.....	86
Parámetros de los modelos implementados.....	86
Desarrollo del criterio regular.....	88
Anexo C: Incertidumbre en la irradiancia solar.....	90

Índice de figuras

Figura 1: Estructura de la metodología de trabajo.	3
Figura 2: Reservas mundiales de energía primaria (CENTER & Solarpraxis GE).....	4
Figura 3: Recurso solar en la superficie terrestre (Loster, 2010).	5
Figura 4: Efecto fotoeléctrico en una celda PV (Grupo Hispano Energías Verdes, 2009).	6
Figura 5: Pérdidas de energía en una celda PV (Haas, et al., 2012).....	7
Figura 6: Cilindro parabólico. (Haas, et al., 2012).....	10
Figura 7: Funcionamiento de una planta de concentración solar. (Riffelman, et al., 2008).....	11
Figura 8: Fresnel lineal. (Sánchez, 2009).....	12
Figura 9: Torre Solar (Sánchez, 2009) - Central solar Sierra, California (5 [MWe]) (Bardot, 2012)13	
Figura 10: Disco Stirling - Planta solar de Almeria, España (10 [kWe]) (Sánchez, 2009).....	14
Figura 11: Volumen necesario de almacenamiento térmico (Cáceres, 2013).	20
Figura 12: Campo de colectores ACUREX (Rubio, et al., 2006).	24
Figura 13: Diagrama esquemático del campo de colectores. (Rubio, et al., 2006)	24
Figura 14: Diagrama de bloques del modelo de parámetros distribuidos.	29
Figura 15: Diagrama de bloques del modelo de parámetros concentrados.	31
Figura 17: Variables que afectan la temperatura de salida del aceite.....	32
Figura 17: Controlador prealimentado paralelo.	34
Figura 18: Controlador prealimentado serie.....	35
Figura 19: Respuesta sin compensación prealimentada (Camacho, et al., 1997).....	36
Figura 20: Respuesta con compensación prealimentada paralelo (Camacho, et al., 1997).....	37
Figura 21: Respuesta con compensación prealimentada serie (Camacho, et al., 1997).	37
Figura 22: Lazo de control de simulador de la planta solar ACUREX.	39
Figura 23: Data día tipo 1.....	39
Figura 24: Data día tipo 2.....	40
Figura 25: Conjunto de datos para la identificación.....	41
Figura 26: Proceso de intercambio térmico en el generador de vapor.	42
Figura 27: Temperatura de salida del aceite en día tipo 1.....	44
Figura 28: Perfil de uso de energía térmica.....	44
Figura 29: Temperatura de entrada al campo colector por relación estática.	45
Figura 30: Índice de AIC para estructuras de modelos ARX.....	49
Figura 31: Índice de AIC para estructuras de modelos ARIX.....	51
Figura 35: Aproximación lineal con modelo de T&S.	54
Figura 33: Proceso de identificación de un modelo difuso (Takagi & Sugeno, 1985).....	54
Figura 34: Error cuadrático medio en función del número de reglas.	55
Figura 35: Funciones de pertenencia de las variables del modelo de T&S.....	57
Figura 36: Predicción a 15 pasos en día tipo 1.....	60
Figura 37: Predicción a 15 pasos en día tipo 2.....	60
Figura 38: Lazo de control MPC supervisor.	61
Figura 39: Desempeño del MPC lineal.	66
Figura 40: Desempeño del MPC difuso.	68
Figura 41: Perfil de radiación solar del día tipo 1.	70
Figura 42: Comportamiento de la planta en escalón de subida.	71

Figura 43: Comportamiento de la planta en escalón de bajada.	72
Figura 44: Comportamiento de la planta frente al paso de nube pasajera.	73
Figura 45: Comportamiento de la planta fuera de la zona de operación (Prueba 1).	75
Figura 46: Histograma del error de seguimiento (Prueba 1).	75
Figura 47: Comportamiento de la planta fuera de la zona de operación (Prueba 2).	76
Figura 48: Histograma del error de seguimiento (Prueba 2).	77
Figura 49: Balance radiativo global (García García, 2004).	90

Índice de tablas

Tabla 1: Instalaciones PV más grandes del mundo.	8
Tabla 2: Instalaciones CSP más grandes del mundo.	15
Tabla 3: Comparación entre las principales tecnologías de concentración solar.	17
Tabla 4: Materiales de almacenamiento de energía térmica (Martínez-Val, 2009).	21
Tabla 5: Error RMS del modelo ARX.	50
Tabla 6: Error RMS del modelo ARIX.	52
Tabla 7: Variables relevantes por criterio regular.	56
Tabla 8: Variables relevantes por error RMS en conjunto de test.	56
Tabla 9: Parámetros de las consecuencias del modelo de T&S.	57
Tabla 10: Error RMS del modelo de T&S.	58
Tabla 11: Resumen de error RMS a 1 paso.	59
Tabla 12: Resumen de error RMS a 15 pasos.	59
Tabla 13: Parámetros del MPC lineal.	67
Tabla 14: Parámetros del MPC difuso.	69
Tabla 15: Evaluación de controladores en escalón de subida.	72
Tabla 16: Evaluación de controladores en escalón de bajada.	72
Tabla 17: Evaluación de controladores bajo perturbación en el perfil de radiación.	74
Tabla 18: Evaluación de controladores con PI desintonizado.	76
Tabla 19: Parámetros del modelo ARX.	86
Tabla 20: Parámetros del modelo ARIX.	86
Tabla 21: Parámetros de premisas y consecuencias en regla 1 del modelo de T&S.	87
Tabla 22: Parámetros de premisas y consecuencias en regla 2 del modelo de T&S.	87
Tabla 23: Variables relevantes por criterio regular (extenso).	88
Tabla 24: Variables relevantes por error RMS en conjunto de test (extenso).	89

Acrónimos y Siglas

- ACW : (*Asbestos Containing Wastes*) Residuos que Contienen Asbestos
- AIC : (*Akaike's Information Criterion*) Criterio de Información de Akaike
- ARIX : (*Auto Regressive Integrated with eXogenous input*) Autorregresivo Integral con entrada Exógena
- ARX : (*Auto Regressive with eXogenous input*) Autorregresivo con entrada Exógena
- CAP : Compañía de Acero del Pacífico S.A.
- CIGS : (*Copper Indium Gallium Selenide*) Deseleniuro de Cobre Indio Galio
- CIS : (*Copper Indium Selenide*) Deseleniuro de Cobre Indio
- CSP : (*Concentrated Solar Power*) Concentración Solar de Potencia
- DSP : (*Distributed Solar Collectors*) Colectores Solares Distribuidos
- ERNC : Energía Renovable No Convencional
- GPC : (*Generalized Predictive Control*) Control Predictivo Generalizado
- HTF : (*Heat Transfer Fluid*) Fluido de Transmisión Térmica
- I+D : Investigación y Desarrollo
- MPC : (*Model Predictive Control*) Control Predictivo basado en Modelos
- OTEC : (*Ocean Thermal Energy Conversion*) Energía Mareotérmica
- PCM : (*Phase Change Materials*) Materiales de Cambio de Fase
- PI : Proporcional Integral
- PID : Proporcional Integral Derivativo
- PV : (*Photovoltaic*) FotoVoltaico(a)
- RC : (*Regularity Criterion*) Criterio Regular
- RMS : (*Root Mean Square*) Raíz Media Cuadrática
- SAT : Sistema de Almacenamiento Térmico
- SIC : Sistema Interconectado Central
- SING : Sistema Interconectado del Norte Grande
- SISO : (*Single Input / Single Output*) Una Entrada / Una salida
- T&S : Takagi y Sugeno
- Tep : Tonelada Equivalente de Petróleo
- TES : (*Thermal Energy Storage*) Almacenamiento de Energía Térmica

Capítulo 1. Introducción.

1.1. Fundamentación del trabajo de memoria.

La energía solar es una fuente de energía renovable, abundante y sustentable en el tiempo. Adicionalmente, al ser una fuente de energía limpia, no emite contaminantes al medio ambiente y es virtualmente accesible en cualquier lugar del mundo.

La energía solar tiene la particularidad que puede ser capturada indirectamente como viento, biomasa y energía hidroeléctrica y, directamente, a través de sistemas térmicos y sistemas fotovoltaicos. Los primeros sistemas permiten calentar agua, la que puede ser usada con distintos fines, mientras que los últimos permiten generar directamente energía eléctrica (INET - Instituto Nacional de Educación Tecnológica, 2005).

Los sistemas de generación térmica son un tipo tecnología de captura de energía solar madura, con grandes posibilidades de inmersión en el mercado eléctrico y debido a la gran cantidad de radiación presente en el norte del país, se tiene grandes expectativas a corto plazo.

Sin embargo, es necesario mencionar, que al igual que otros tipos de tecnologías de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) no es posible controlar su potencia generada como otros tipos de tecnologías convencionales, más aún, es difícil determinar con suficiente precisión el nivel de dicha potencia.

La motivación del presente trabajo consiste en la necesidad de contar con un control local de la potencia entregada por una planta solar térmica, enfocando el estudio en la operación y control del campo de colectores solares, de tal forma de mejorar el comportamiento general de la planta. De esta manera, se pretende contribuir a la integración apropiada y competitiva de proyectos nacionales al sistema interconectado, los cuales requieren un balance entre la energía generada y consumida para asegurar la estabilidad del sistema y la calidad de servicio.

1.2. Objetivo general.

El objetivo general consiste en diseñar una estrategia de control predictivo difuso a nivel supervisor para el campo colector de una central solar termoeléctrica con consideración de la incertidumbre del recurso renovable.

Se espera que mediante este sistema de control, una planta térmica de colectores solares pueda ser integrada a un sistema eléctrico satisfaciendo de manera adecuada sus condiciones técnicas de operación y con un mayor rendimiento.

1.3. Objetivos específicos.

- Investigar acerca de las principales tecnologías disponibles para la captura de la energía solar mediante sistemas térmicos y reconocer sus ventajas y desventajas comparativas.
- Describir el estado del arte de los modelos fenomenológicos que describen y caracterizan el proceso de un campo de colectores solares distribuidos y de sus esquemas básicos de control.
- Flexibilizar el simulador de una planta solar de colectores cilindro parabólicos de tal forma que pueda ser usado para proyectos futuros.
- Investigar las distintas fuentes de incertidumbre de las variables que describen al sistema y como afectan a su comportamiento.
- Desarrollar y comparar distintos modelos predictivos del campo de colectores ACUREX que incluyan los efectos de sus esquemas de control actuales.
- Diseñar e implementar un nuevo esquema de control de temperatura del campo de una planta solar a nivel supervisor utilizando perfiles reales de condiciones atmosféricas.

1.4. Metodología.

La metodología de trabajo empleada es presentada en la Figura 1.

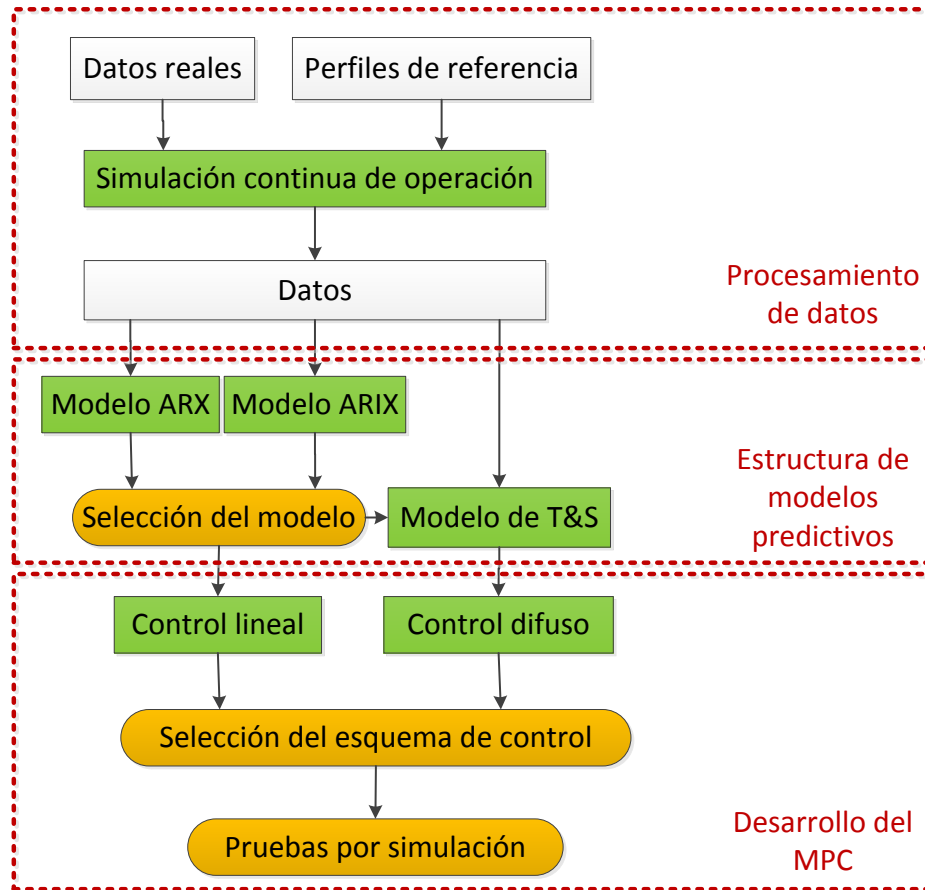


Figura 1: Estructura de la metodología de trabajo.

El procedimiento realizado en el presente trabajo de investigación, comienza con la generación de un conjunto extenso de datos lo suficientemente excitante a partir de dos días de información real disponible, empleando distintos perfiles de entrada al sistema y su salida obtenida en un simulador.

Luego, con los datos generados se inicia el proceso de identificación de modelos predictivos, partiendo con los modelos lineales ARX y ARIX, para determinar cuál estructura presenta un mejor desempeño. Posteriormente, se identifica el modelo no lineal de T&S formado por los modelos lineales con mejor estructura en cada una de sus reglas.

El trabajo finaliza con el diseño de estrategias de control predictivo lineal y difuso a nivel supervisor. De acuerdo al comportamiento en la planta en función del error de seguimiento y esfuerzos de control, se selecciona al mejor sistema de control supervisor, para concluir con las pruebas que determinen el desempeño y la robustez del sistema.

Capítulo 2. Plantas de captación de energía solar.

2.1. Energía Solar.

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión, en que los átomos de hidrógeno se convierten en helio. Parte de esta energía viaja a través del espacio mediante la radiación solar y en fotones y llega a la Tierra, ubicada a 150 millones de kilómetros, interactuando con la atmósfera y la superficie terrestre (Boyle, 2004). El Sol ha sido una constante fuente energética a través de la evolución de la humanidad y en sus actividades agrícolas, urbanas e industriales entre otras.

Las tecnologías de sistemas de captación de energía solar, han ido evolucionando a lo largo del tiempo. Ellas generan un escaso impacto ambiental, pero por otro lado deben sortear el inconveniente que este tipo de energía llega de forma dispersa a la Tierra y que no es posible almacenarla de forma directa. Por otro lado, la energía solar varía en función de factores geográficos, época del año y de las condiciones de la atmósfera local, por lo que cada tecnología de captación debe ser diseñada y dimensionada de acuerdo a las condiciones específicas del sector (Greenpeace, SolarSPACES y ESTELA, 2009).

En relación con los demás portadores energéticos limitados, el Sol constituye la fuente más abundante de energía primaria, aportando 250.000 [GTep] anualmente, lo que es significativamente mayor a los 800 [GTep] estimados de carbón disponible y los 9 [GTep] del consumo energético anual (CENTER & Solarpraxis GE).



Figura 2: Reservas mundiales de energía primaria (CENTER & Solarpraxis GE).

La potencia promedio que llega a las afueras de la atmósfera terrestre en el plano perpendicular a los rayos del Sol se conoce como constante solar (CS), la cual tiene un valor aproximado de $1.367 \text{ [W/m}^2\text{]}$. Esta potencia es disipada a medida que ingresa a la Tierra debido a la absorción, difusión y reflexión en la atmósfera. A dichos efectos, se suman las pérdidas locales, debido a la presencia de nubes, vapor y polución (Wallace, et al., 2006).

Finalmente, la potencia que llega efectivamente en la superficie terrestre, llamada irradiancia, es un valor muy variable durante el día y a lo largo del año. Se tiene, por ejemplo, que durante un día caluroso de verano, la irradiancia alcanza valores cercanos a $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$, mientras que para días nublados, el máximo se encuentra cercano a los $300 \text{ [W/m}^2\text{]}$ e incluso para días lluviosos se encuentra por debajo de los $100 \text{ [W/m}^2\text{]}$ (Haas, et al., 2012).

El recurso solar a nivel del suelo no sólo varía en función de la latitud, sino que también influyen fuertemente las condiciones climáticas. De esta forma es posible observar en la Figura 3 que zonas como el Norte Grande de Chile presenta unas de las mejores condiciones de radiación solar en el mundo y que la ciudad de Santiago presenta mayores índices de radiación que Stuttgart, ciudad en la que se encuentran las mejores condiciones de Alemania. Asimismo, ciudades australes de Chile, como Puerto Montt, presentan niveles de radiación superiores que Europa Central (Asesol, 2010).

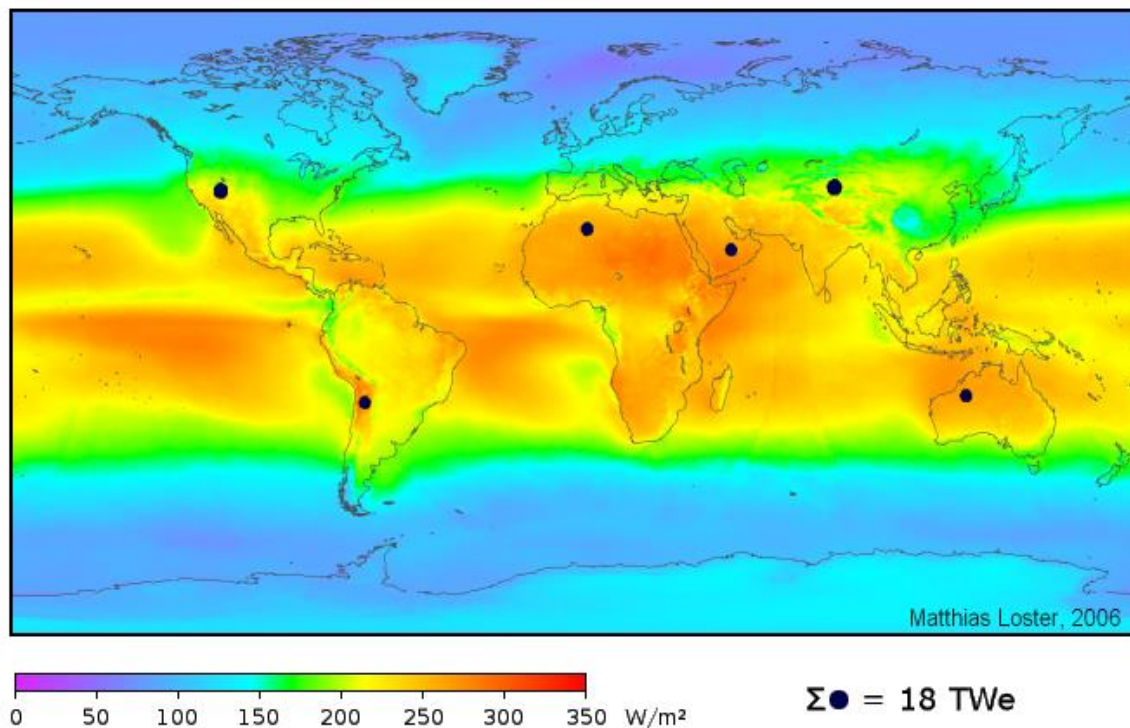


Figura 3: Recurso solar en la superficie terrestre (Loster, 2010).

Las tecnologías de captación directa de energía solar consisten en sistemas térmicos, que permiten calentar agua y usarla en distintos procesos; y en sistemas fotovoltaicos, los cuales generan energía eléctrica directamente. Las características de ambas tecnologías se detallan en las Secciones 2.2. y 2.3.

2.2. Tecnología fotovoltaica.

2.2.1. Efecto fotoeléctrico y características.

Un sistema fotovoltaico (PV) corresponde a un sistema de conversión de energía solar a energía eléctrica de forma directa, a través del efecto fotoeléctrico. Este efecto se produce cuando los fotones provenientes del Sol inciden sobre una celda fotovoltaica y la energía, de una longitud de onda determinada, es transferida a los electrones de los átomos del semiconductor, los cuales se promueven desde la banda de valencia a la banda de conducción. De esta manera, los electrones se mueven a lo largo de la banda de conducción, dejando un hueco en la banda de valencia que también permite el flujo de electrones. La Figura 4 muestra el fenómeno fotoeléctrico generado en la celda, donde la junta p-n permite separar las cargas positivas y negativas, creando una diferencia de potencial que al conectar un circuito externo se origina una corriente eléctrica (Haas, et al., 2012).

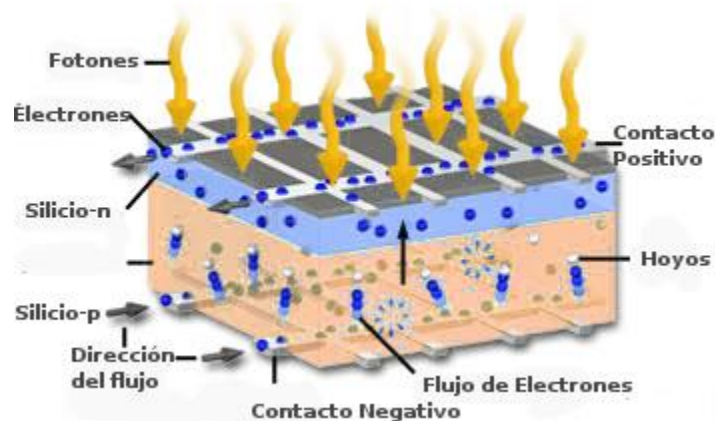


Figura 4: Efecto fotoeléctrico en una celda PV (Grupo Hispano Energías Verdes, 2009).

En este proceso, si el fotón incidente lleva más energía de la necesaria para promover el electrón, la energía sobrante se transforma en calor. Por otro lado, si el fotón no tiene la cantidad de energía necesaria, pasará a través de la celda sin perturbar los electrones. Además, existe otra cantidad de fotones que se reflejan en la superficie de la celda, a pesar de que esta contenga algún tipo de recubrimiento antirreflexivo.

A estas pérdidas se agregan las ocasionadas por los contactos metálicos superiores, tanto por conducción como por sombreado de la celda PV; y por la recombinación de electrones y huecos producto de las imperfecciones de la estructura cristalina del semiconductor.

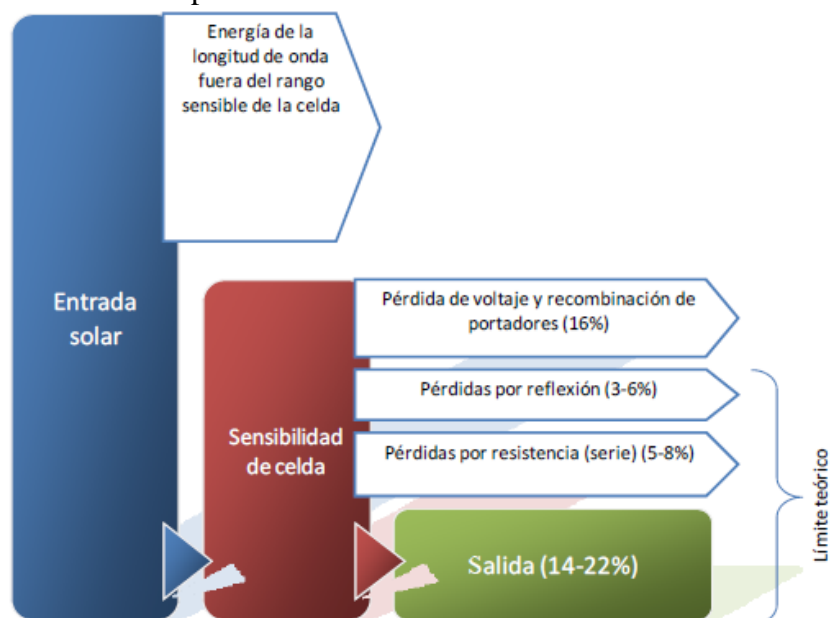


Figura 5: Pérdidas de energía en una celda PV (Haas, et al., 2012).

Considerando estas pérdidas, presentadas esquemáticamente en la Figura 5, se llega a una eficiencia en torno al 20%. La eficiencia teórica de una celda PV de silicio en que las pérdidas por reflexión y por las pérdidas óhmicas son nulas es de 33,7% y es conocido como el límite de Shockley-Queisser. Las mejores celdas de silicio tienen una eficiencia cercana al 24% en condiciones de laboratorio, sin embargo, las celdas disponibles en el mercado sólo alcanzan eficiencias de hasta 21,6% (SANYO North America Corporation, 2012).

Un factor determinante en la eficiencia es el semiconductor empleado, debido al “*gap*” energético intrínseco al material, lo que afecta a la sensibilidad de la celda. Las celdas PV más comunes son las celdas compuestas de silicio monocristalinas y policristalinas, pero también se han empleado otros materiales compuestos como Arsénico de Galio (GaAs), Telurio de Cadmio (CdTe), Deseleniuro de Cobre Indio (CIS) y CIGS (Pereda Soto, 2005).

La energía solar fotovoltaica posee todas las ventajas de un sistema de captación de la energía proveniente del Sol, es decir, es una energía limpia, renovable, abundante y silenciosa; además de no contar con partes móviles y modulares, lo que reduce su probabilidad de falla. Sin embargo, es una tecnología poco competitiva comparado con otros tipos de energías convencionales, debido principalmente al elevado costo de inversión en paneles y en almacenamiento a través de baterías, el complejo y caro proceso de fabricación asociado al prolongado proceso de fundido del silicio a 1500 [°C], su variabilidad con respecto al clima y época del año y la eficiencia ya mencionada.

2.2.2. Desarrollos internacionales y nacionales en plantas fotovoltaicas.

A la fecha, las cinco plantas fotovoltaicas más grandes del mundo, expuestas en la Tabla 1, entraron en servicio a lo largo del año 2008, lo que refleja el gran interés del continente europeo, principalmente de España, en invertir en sistemas de captación de energía solar.

Tabla 1: Instalaciones PV más grandes del mundo¹

Ranking	Planta	País	Potencia Instalada
No. 1	Parque Olmedilla	España	60 [MW]
No. 2	Parque Puertollano	España	47 [MW]
No. 3	Estación FV Moura	Portugal	46,4 [MW]
No. 4	Waldpolenz Solar Park ²	Alemania	40 [MW]
No. 5	Planta Solar Arnedo	España	30 [MW]

Con respecto a la situación nacional, en octubre del 2012, se inauguró la primera etapa del proyecto Huayca 1, con una potencia instalada de 1,44 [MW] conectada al SING. Posteriormente se espera construir la segunda etapa aumentando la capacidad a 9 [MW], para que a fines de abril del 2014 se culmine con la tercera etapa, llegando a una potencia de 25 [MW] instalando 150 paneles PV (Energías Renovables, 2012).

Otro proyecto en el país consiste en la generada por la Compañía de Acero del Pacífico (CAP) y SunEdison para construir la mayor planta fotovoltaica de Latinoamérica, de 100 [MW], en el desierto de Atacama para inyectar su energía al SIC (SectorElectricidad, 2013).

Finalmente, el 22 de noviembre del 2013, el Colegio Técnico Industrial Don Bosco en colaboración con la Universidad de Antofagasta inauguró una planta fotovoltaica de 60 módulos con el fin de capacitar a alumnos de cuarto medio de las áreas de electricidad y electrónica. La planta es capaz de aportar 15,9 [kW] al sistema eléctrico del colegio (Electricidad, 2013).

Tales proyectos muestran que se ha tomado consciencia de la abundancia del recurso solar que posee Chile y el real interés nacional respecto al desarrollo de tecnologías de captación solar directa como alternativa factible de generación con vistas a obtener una matriz energética diversificada.

En la sección 2.3. se presenta las características, ventajas y desventajas de los distintos sistemas de captación solar térmicos, para posteriormente compararlos con los sistemas fotovoltaicos.

¹Fuente: World of Photovoltaics.

²Primera planta solar con módulos de CdTe.

2.3. Tecnologías de concentración solar.

La tecnología de concentración solar consiste en dirigir todos los rayos que inciden en el colector, el cual puede estar formado por espejos apuntando a un mismo lugar sobre una superficie más pequeña, denominada foco. De esta forma, es posible alcanzar una radiación incidente que supera con creces a la radiación solar sin concentrar y, consecuentemente, alcanzar mayores temperaturas (Haas, et al., 2012).

Hoy en día existen cuatro tecnologías principales de concentración solar:

- Cilindros parabólicos, que calienta un líquido en un tubo montado sobre el foco.
- Fresnel lineal, que concentra la radiación en un tubo sobre colectores lineales.
- Torre solar, en que pequeños espejos transmiten la radiación a un foco puntual.
- Disco Stirling, en que un motor Stirling es colocado en un foco puntual.

Las dos primeras tecnologías de concentración corresponden a sistemas con geometría 2D, mientras que las dos últimas son sistemas con geometría en 3D, que en general alcanzan mayores temperaturas de operación.

Es necesario notar que el equipo de concentración solar, independiente de su tipo de tecnología, debe contar con un sistema de seguimiento horario del Sol, y en algunos casos también estacional, para asegurar que los rayos solares incidan perpendicularmente en el colector durante todo el día. No se debe olvidar que estas plantas solares requieren de un consumo de agua que se emplea para mantener limpios sus concentradores. A continuación, se muestran en detalle cada una de las tecnologías.

2.3.1. Cilindro parabólico.

Este tipo de tecnología es la que posee actualmente la mayor potencia instalada de concentradores solares en el mundo. El sistema, representado en la Figura 6, consiste en una superficie reflejante curvada en forma de parábola, de tal forma que los rayos se concentren en el foco, por el cual pasa una tubería receptora. Dicha tubería normalmente está recubierta por un aislante térmico, de tal forma de disminuir las pérdidas térmicas y aumentar así la eficiencia del concentrador (Haas, et al., 2012).

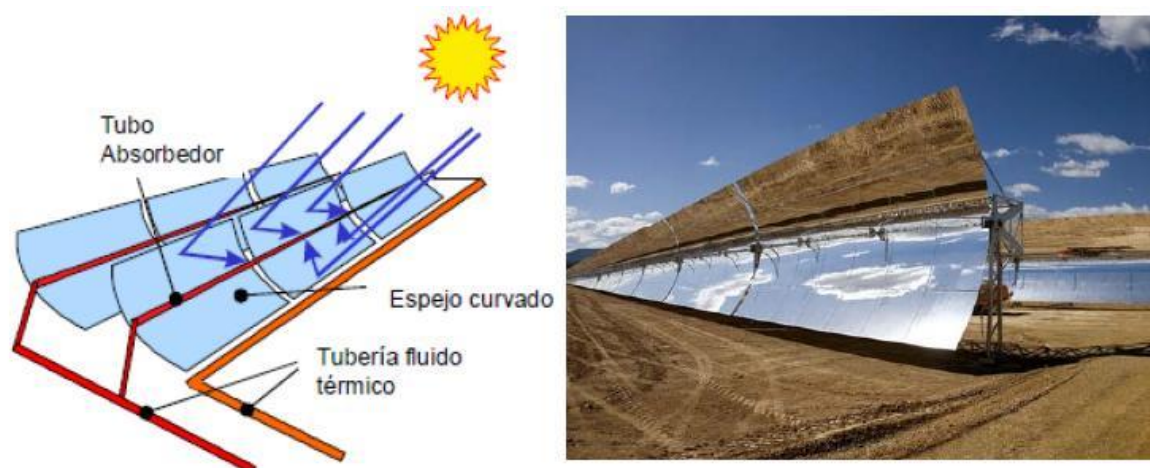


Figura 6: Cilindro parabólico. (Haas, et al., 2012)

En el interior del tubo se encuentra un fluido caloportador, que usualmente es un aceite térmico, el cual transporta la energía a un receptor, como por ejemplo hacia un generador de vapor para hacer girar una turbina. Dicho fluido es forzado a circular por la acción de una pequeña bomba.

Es posible incluir además una caldera auxiliar que asista a la planta en los días más nublados y un sistema de almacenamiento térmico (SAT) para guardar el excedente de calor y emplearlos durante la noche (Madridsolar, 2012).

Dicho funcionamiento se muestra en el esquema de la Figura 7, donde en rojo y azul se representa el circuito del fluido caloportador caliente y frío respectivamente y en verde se simboliza el circuito de agua a evaporar para generar electricidad a través del ciclo Rankine. En la práctica, se han construido colectores solares de este tipo de hasta 80 [MWe]³ de potencia nominal.

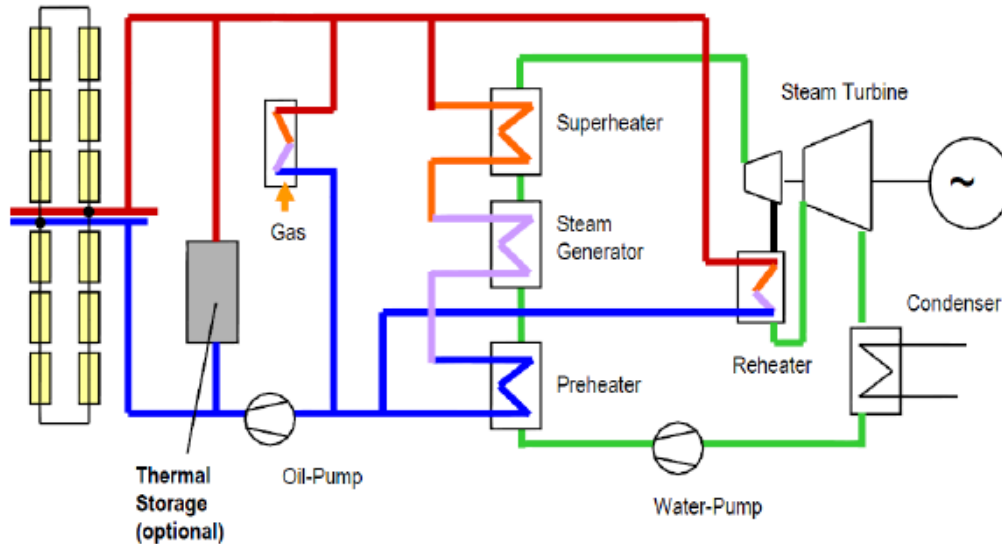


Figura 7: Funcionamiento de una planta de concentración solar. (Riffelman, et al., 2008)

El sistema de cilindros parabólicos presenta las siguientes ventajas (Haas, 2010):

- Permite la cogeneración (es posible obtener simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil)
- 21% de eficiencia del ciclo completo.
- Capacidad de almacenamiento de energía y de hibridación con biomasa y con centrales de ciclo combinado.
- Disponible comercialmente.

Por otra parte, las desventajas del sistema son principalmente la moderada temperatura de operación (menor a 400 [°C]) limitado principalmente por el fluido y el bajo factor de concentración asociado a una geometría en 2D.

³Mega Watt Eléctrico

2.3.2. Fresnel lineal.

El sistema de colector solar lineal, mostrado en la Figura 8, es similar al de canal parabólico. En este caso, el diseño consiste en aproximar la parábola con espejos lineales casi planos que concentran la radiación solar en un receptor lineal invertido o tubo colector elevado, que pasa por el foco y que dispone adicionalmente de un reconcentrador que capta los rayos que pasan cerca del foco (Madridsolar, 2012).

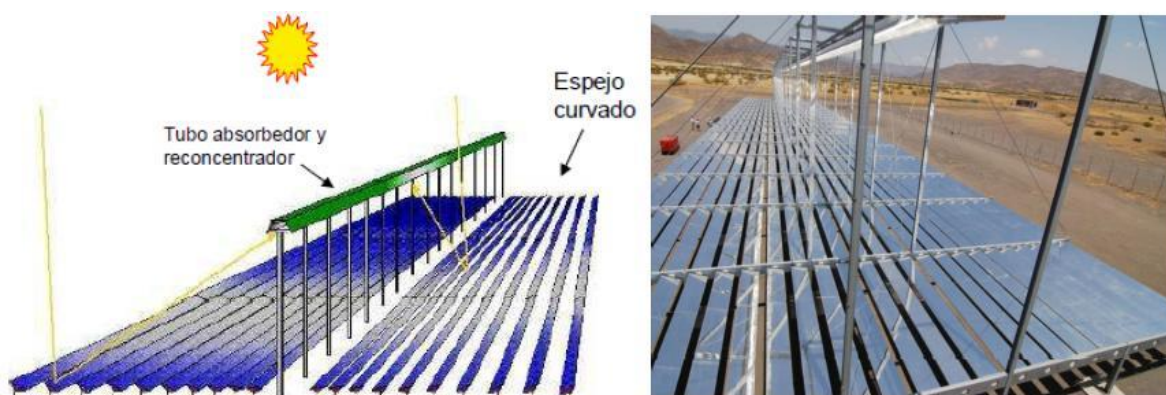


Figura 8: Fresnel lineal. (Sánchez, 2009)

Es un sistema de concentración de bajo costo de inversión debido principalmente a los bajos costos en materiales: soporte estructural y reflectores, juntas fijas del fluido, un receptor alejado del sistema de reflectores y grandes distancias focales que permiten hacer uso de espejos planos y elementos absorbedores más económicos. De esta forma, la temperatura de operación es menor que en el caso del sistema de cilindros parabólicos, bordeando los 300 [°C], lo que reduce su rendimiento óptico y térmico, el cual se compensa con los menores costos de inversión, operación y mantenimiento.

Es posible emplearlas en plantas conectadas a la red o para la generación de vapor para su uso en plantas térmicas convencionales. Posee la cualidad de ofrecer un espacio de semisombra, lo cual es útil en climas desérticos en que se desea proteger cosechas, pastos o cuencas acuíferas del Sol, de la evaporación y del frío excesivos (Haas, et al., 2012).

Es una tecnología disponible con la que se puede obtener una gran eficiencia alrededor del mediodía solar. Sin embargo, debido a su reciente entrada en el mercado, actualmente solo existen pequeños proyectos operativos. Hasta la fecha, solo ha sido posible instalar y probar exitosamente plantas de hasta 1 [MWe], por lo que esta tecnología aún está en prueba (Greenpeace, SolarSPACES y ESTELA, 2009).

2.3.3. Torre solar.

La torre solar o receptor central emplea un campo de pequeños espejos distribuidos, llamados helióstatos, que reflejan la radiación del sol a un receptor central que se ubica en la punta de una torre, tal como se enseña en la Figura 9.

Cada heliostato debe tener un sistema de seguimiento del sol, y debido a que cada uno se encuentra en una posición distinta, es necesario que el mecanismo de accionamiento en acimut y en elevación se calibren por separado (Romero Álvarez , 2001).

Con este sistema de concentración solar en 3D es posible concentrar la luz solar de 600 a 1000 veces, con lo que es posible alcanzar en el foco temperaturas de 800 [°C] a más de 1000 [°C]. La energía es absorbida por un fluido que se emplea para generar vapor y accionar una turbina convencional, pero que también puede ser empleado en una turbina a gas o en sistemas de ciclo combinado (Madridsolar, 2012).

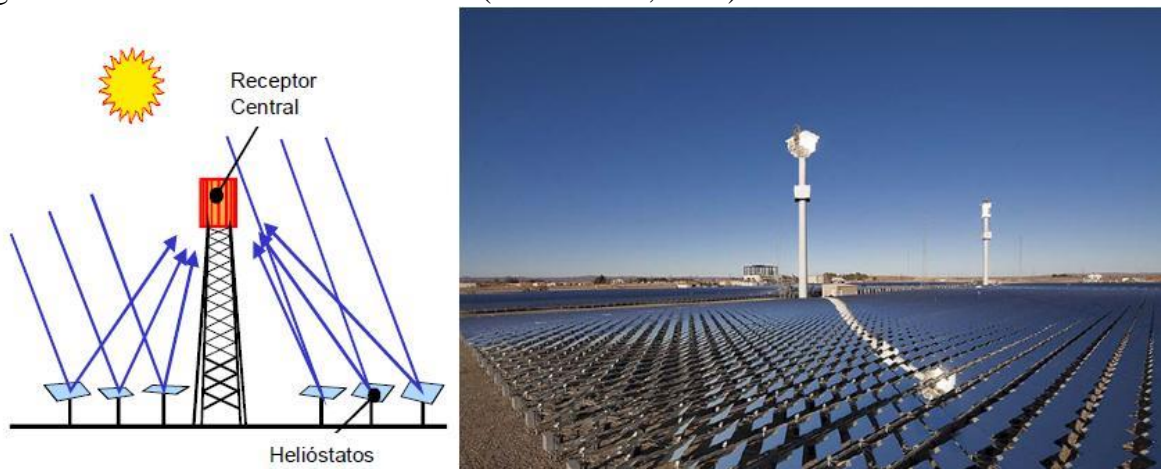


Figura 9: Torre Solar (Sánchez, 2009) - Central solar Sierra, California (5 [MWe]) (Bardot, 2012)

En los últimos años de experimentación en todo el mundo, que se iniciaron en 1981, ha sido posible demostrar la viabilidad técnica de este tipo de tecnologías. Actualmente, se han instalado sistemas de hasta 20 [MWe] y la tendencia apunta a la inyección de energía a la red con estos sistemas (Greenpeace, SolarSPACES y ESTELA, 2009).

Este sistema de concentración solar presenta las siguientes ventajas (Haas, 2010):

- Posibilidad de operación con cogeneración y una eficiente hibridación en planta de ciclo combinado.
- Presenta altas perspectivas de rendimiento a mediano plazo.
- Permite la posibilidad de almacenamiento.

Sin embargo, es una tecnología en desarrollo y hasta hoy en día, existen pocos sistemas instalados. La incertidumbre con respecto a los costos de construcción, operación y mantenimiento son altos, por lo que es necesario realizar pruebas a mayor escala en operaciones comerciales.

2.3.4. Disco Stirling.

Los discos Stirling o discos paraboloides son unidades de generación distribuidas de concentración solar, es decir, independientes. Cada disco Stirling es capaz de producir entre 10 y 20 [kWe].

Este sistema no transporta el calor a una unidad de generación alejada, como el caso de las tecnologías anteriormente mencionadas. La generación se produce directamente en el foco, a través de un motor Stirling que aprovecha la diferencia de temperatura para generar movimiento mediante un ciclo termodinámico de calentamiento isotérmico, expansión isocora⁴, refrigeración isotérmica y compresión isocora de gases (Haas, et al., 2012).

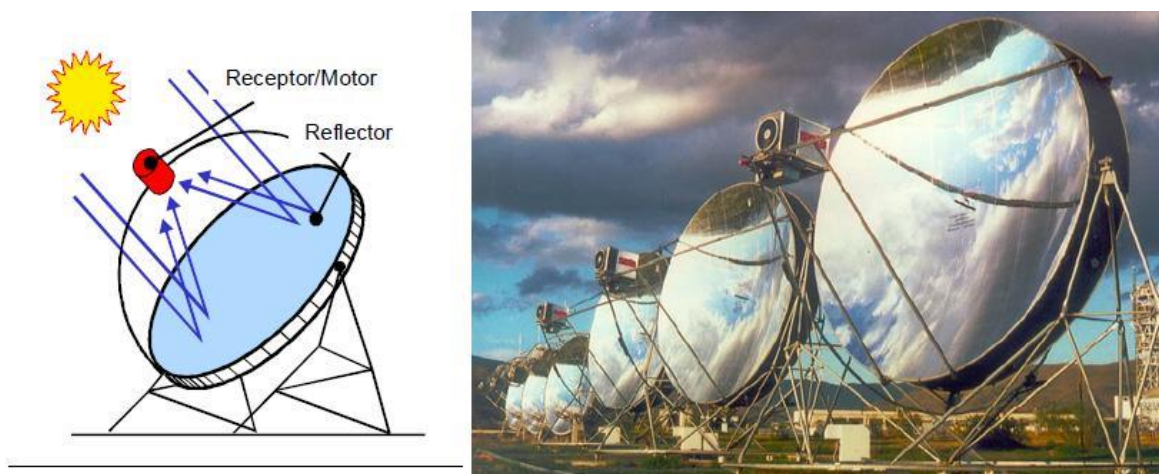


Figura 10: Disco Stirling - Planta solar de Almería, España (10 [kWe]) (Sánchez, 2009).

Debido a su geometría, se pueden alcanzar concentraciones muy altas (de aproximadamente 1000 a 2000 soles⁵), por lo que se puede alcanzar hasta 900 [°C] en el foco, obteniendo una eficiencia teórica del ciclo de Carnot de un 70%.

Este sistema de concentración solar presenta las siguientes ventajas (Haas, 2010):

- Opción de implementación a la red o de forma distribuida.
- Alta eficiencia en la práctica, cercano al 30%

Sin embargo, la eficiencia en la hibridación con un combustible fósil en este sistema, a pesar de ser factible, no es tan eficiente como en los otros sistemas de concentración solar, debido a la dificultad de entregar calor isotérmico mediante un proceso de combustión. Por otro lado, debido a que esta tecnología aún está en desarrollo, no se ha demostrado la fiabilidad de los discos.

⁴Proceso termodinámico en el cual el volumen permanece constante

⁵Un sol corresponde a la potencia del sol que llega a la superficie terrestre

2.3.5. Otros tipos de tecnologías.

Es importante mencionar que existen otros tipos de tecnología aun en etapas muy tempranas de desarrollo las cuales se exponen en (Haas, et al., 2012).

Una de ella corresponde a los sistemas de Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC) en que se aprovecha la diferencia de temperatura existente en la superficie del océano y en la profundidad, ocupándolo como un colector solar enorme.

Otro tipo de sistema de concentración solar consiste en estanques solares. Este sigue los principios de un colector térmico plano, pero haciendo uso de un estanque de agua con gradiente salino. Básicamente el agua más salada calentada no puede ascender debido a su peso, mientras que la capa superficial cumple la función de aislante.

Ambos sistemas no se encuentran disponibles aún en el mercado y los proyectos existentes de esta tecnología son de pequeña escala. En la siguiente sección se presentará los proyectos anunciados y en operación a lo largo del mundo de tecnología de concentración solar, dando énfasis en la situación en que se encuentra Chile.

2.3.6. Desarrollos internacionales y nacionales en plantas de concentración solar.

Debido al gran interés mundial por el desarrollo de ERNC's y la madurez que ha alcanzado la tecnología de concentración solar, a la fecha existe más de 2.135 [MW] de potencia nominal instalados a lo largo del mundo, destacándose la participación de España y Estados Unidos.

La industria de la energía térmica solar sigue en aumento. Más plantas CSP actualmente en construcción duplicarán la capacidad mundial instalada y muchos grandes proyectos ya se han anunciado.

En la Tabla 2 se muestra las centrales térmicas solares de ciclo combinado en operación más grandes del mundo, las cuales corresponden a la tecnología de colectores de cilindros parabólicos.

Tabla 2: Instalaciones CSP más grandes del mundo.

Ranking	Planta	País	Ubicación	Potencia Instalada
No. 1	Solar Energy Generating Systems	EEUU	Mojave Desert, California	354 [MW]
No. 2	Solnova	España	Sevilla	150 [MW]
No. 3	Andasol	España	Granada	150 [MW]
No. 4	Extresol	España	Torre de Miguel Sesmero	150 [MW]

A esta lista le siguen centrales de 100 [MW], 50 [MW] y otras más pequeñas, en las que algunas se han empleado la tecnología de concentración de torre solar y fresnel lineal.

Recientemente Brightsource Energy anunció que construirá una gigantesca planta CSP en el desierto de Mojave, llamada Ivanpah, compuesta de 300.000 heliostatos controlados por software para dirigir la luz solar a una torre de 140 [m], generando así una potencia instalada de 377 [MW] (Graham Richard, 2013).

Con respecto a la situación nacional, Minera El Tesoro, perteneciente al grupo Antofagasta Minerals, ha adjudicado el proyecto de una planta CSP a la empresa española Abengoa y ha inaugurado las faenas ubicadas en la comuna de Sierra Gorda, Región de Antofagasta. Consistirá en una planta de tecnología de colectores cilindro-parabólicos y que se estima que será capaz de generar 24.845 [MWh/año] de energía térmica (equivalente a 7~10 [MWt⁶]) que permitirá reducir al menos un 55% el consumo del diésel necesario para el proceso de extracción por solventes y electro-obtención de cátodos de cobre. Será la planta de calentamiento de soluciones industriales de mayor envergadura, compuesta de 1.280 módulos colectores extendidos en 16.742 [m²] seguido por China con una envergadura de 13.000 [m²] (Editec S.A., 2012). Del mismo modo, a fines de agosto del 2013, se inauguró la planta termosolar Pampa Elvira Solar en la División Gabriela Mistral (“Gaby”) de Codelco, formado por 35.000 [m²] de colectores que entregará una cantidad estimada de 54.000 [MWh/año] de energía térmica, desplazando el 85% del consumo de combustible empleado para electro-obtención (Codelco, 2013). En etapas de estudio y acuerdo se encuentran los proyectos en el desierto de Atacama de plantas CSP Pedro de Valdivia de 360 [MW], de colectores cilindro parabólico, y María Elena de 400 [MW] con tecnología de torre solar (Estrategia, 2013).

Por otro lado, actualmente Corfo ha llamado a “Concurso Planta de Concentración Solar de Potencia (CSP)” con la motivación de construir en Chile la primera planta CSP en América Latina. El Estado ofrece una subvención de hasta US\$ 20 millones y la concesión de un terreno fiscal optativo, dando apoyo además en la gestión de fuentes de financiamiento por más de US\$ 250 millones. El proyecto debe ser de una potencia nominal del 10 [MW] o más y debe ser conectado en el SING, SIC o en algún sistema eléctrico de autoconsumo (Corfo, 2013).

De esta forma, se observa que el interés mundial y nacional en la implementación de estos sistemas en el mercado es aún mayor que la tecnología fotovoltaica. En la sección 2.4. , se compararán directamente, a modo de resumen, los distintos tipos de tecnologías de captación solar presentados.

⁶Mega Watt Térmico

2.4. Comparación entre las principales tecnologías de captación solar.

A modo de resumen, en la Tabla 3 se presenta las principales ventajas y desventajas de los distintos sistemas de captación solar, que incluye tanto la tecnología fotovoltaica como las diferentes tecnologías de concentración:

Tabla 3: Comparación entre las principales tecnologías de concentración solar.

	Ventajas	Desventajas
Cilindro parabólico	<ul style="list-style-type: none"> • Ya disponible en el mercado. • 21% de eficiencia del ciclo completo. • Inversión y costos operativos probados comercialmente. • Buen uso del terreno. • Menor demanda de materiales. • Concepto híbrido probado. • Capacidad de almacenamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura operativa de ~400°C, debido al uso de transferencia térmica por aceite, por lo que se obtienen sólo moderadas cantidades de vapor.
Fresnel lineal	<ul style="list-style-type: none"> • Ya disponible en el mercado. • Bajos costes de fabricación. • Posible operación híbrida. • Muy alta eficiencia solar alrededor del mediodía solar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reciente entrada al mercado, sólo hay pequeños proyectos operativos.
Torre solar	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura operativa potencial de más de 1000°C. • Posible operación híbrida. • Altas perspectivas de rendimiento. • Mejores opciones en lugares no llanos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los valores anuales de rendimiento previstos, los costes de inversión y su operación necesitan pruebas a mayor escala en operaciones comerciales.
Disco Stirling	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencias de conversión de más del 30%. • Implementación de forma distribuida • Experiencia operativa de primero proyectos de demostración. • Fácil fabricación y producción en serie de piezas disponibles. • No requiere agua para refrigerar el ciclo. 	<ul style="list-style-type: none"> • No hay ejemplos de uso comercial a gran escala, por lo que no se conoce los costes previstos de producción en serie. • Receptores híbrido aún en proceso de I+D.
Celdas Fotovoltaicas	<ul style="list-style-type: none"> • No cuenta con partes móviles o modulares. • Poca probabilidad de falla. • Ya disponible en el mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado costo de inversión en celdas y baterías. • Complejo y caro proceso de fabricación.

Finalmente se tiene que el sistema de cilindros parabólicos es la tecnología más madura, debido a su gran presencia en el mercado, experiencia operativa con rendimiento, costos de inversión y operación probados. Por un lado, presenta mayor eficiencia que el sistema Fresnel lineal por un costo no mucho mayor, no presenta la incertidumbre económica que el sistema de concentración mediante una torre solar, y a pesar de que su eficiencia es menor comparado con los discos Stirling, es un sistema más fiable.

Con respecto a las plantas PV su principal inconveniente es el elevado costo de inversión. Al considerar las tarifas actuales de energía, el tiempo de retorno del capital se sitúa por encima de los 15 años, lo que no genera incentivos para preferir esta tecnología.

De este modo, se justifica el diseño de una estrategia de control avanzado para el sistema de concentración solar mediante cilindros parabólicos, debido a que este tipo de tecnología se encuentra firmemente inserta en el mercado y no en una fase de prueba, de evaluación técnica u económica como el resto de las tecnologías de concentración.

En la sección 2.5. se estudia la capacidad de almacenamiento de estos sistemas, característica que permite la integración adecuada a sistemas eléctricos, donde el perfil de consumo no coincide necesariamente con el perfil de energía solar disponible. Existen numerosos materiales y mecanismos de almacenamiento térmico y en la actualidad aún se está trabajando para que este proceso se realice de forma más eficiente y por un tiempo más prolongado.

2.5. Almacenamiento térmico en plantas de concentración solar.

La energía solar es un recurso variable en el tiempo empleada para necesidades de consumo, también dependientes del tiempo y que se encuentra normalmente desacoplada con la disponibilidad del recurso. Por consiguiente, se requiere medios de almacenamiento térmico que permitan gestionar la producción de energía, adaptándola a la demanda y modulando los transitorios de operación de la planta.

Para dimensionar el almacenamiento de energía solar se debe considerar los siguientes aspectos:

- Tipo de colector solar
- Unidades de almacenamiento
- Aparatos de conversión, cargas, suministro de energía auxiliar o suplementaria, etc.
- Sistemas de control

Existen diferentes mecanismos de almacenamiento energía térmica (TES) en una planta. Los más importantes son (Cáceres, 2013):

1. Calor sensible.

Almacenamiento de energía por incremento de temperatura en una sola fase en un medio sólido, líquido o gaseoso. La capacidad térmica por unidad de masa, considerando la densidad, da lugar a una capacidad de almacenamiento en [kWh/m³].

2. Calor latente.

La energía térmica se carga y descarga a través del cambio de fase de un material (PCM), lo que proporciona alta densidad de capacidad de almacenamiento, operando a temperaturas prácticamente constantes.

3. Termoquímica.

El almacenamiento se realiza en forma de energía química y el calor se libera en una reacción, generalmente en hidrocarburos, aunque también se está trabajando con amoníaco e hidrógeno. Es el medio con más densidad energética disponible.

La Figura 11 muestra que el mecanismo de almacenamiento mediante calor sensible es el que posee menor densidad energética, ya que es posible almacenar la misma cantidad de energía térmica con la mitad del volumen empleado PCM y sólo un 10% en un mecanismo termoquímico. Sin embargo, es el más empleado en la industria, pues no presenta los problemas de intercambio térmico en los cambios de fase del mecanismo mediante calor latente y el proceso es estable, a diferencia del proceso termoquímico.

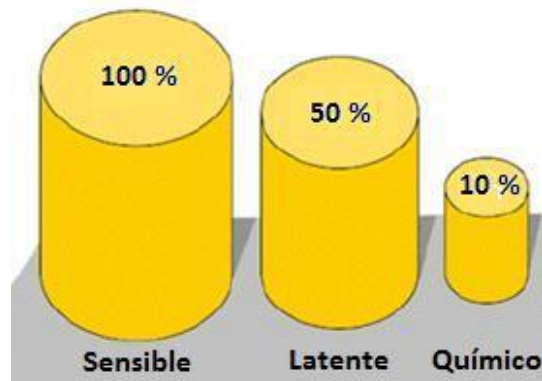


Figura 11: Volumen necesario de almacenamiento térmico (Cáceres, 2013).

Del mismo modo, el sistema de almacenamiento térmico mediante calor sensible y calor latente es posible clasificarla en sistemas activos y pasivos (Cáceres, 2013).

- **Almacenamiento de energía térmica activa.**

Dependiendo de las características del fluido térmico (HTF), el almacenamiento es posible realizarlo en un solo estanque, dos estanques o en un sistema multiestanque. En este tipo de almacenamiento, el HTF, además de cumplir la función de transportar la energía térmica, puede ser empleado como medio de almacenamiento, o bien, el HTF y el medio de almacenamiento pueden ser diferentes.

- **Almacenamiento de energía térmica pasiva.**

En este sistema no existe circulación del fluido del almacenamiento. Se tiene uno o más módulos intercambiadores en el caso del almacenamiento mediante cambio de fase, o bien, el almacenamiento se realiza mediante sistemas de almacenamiento en bloques de concreto de alta temperatura (HT concrete) u otro sistema sólido.

La elección del medio de almacenamiento depende de la naturaleza del proceso. Un buen material térmico debe tener una buena capacidad térmica, ser abundante en la naturaleza, tener bajos costos tanto del material, como del sistema de almacenamiento y ser capaz de conservar la energía para las horas requeridas.

En la Tabla 4 se presentan la temperatura de operación, la capacidad térmica y los costos de los materiales empleados para almacenamiento térmico. Algunos de ellos aún están en etapas de desarrollo, mientras que otros ya son usados comercialmente, en que destacan los aceites térmicos y sales.

Tabla 4: Materiales de almacenamiento de energía térmica (Martínez-Val, 2009).

	Temperatura		Densidad [kg/m ³]	Capacidad térmica volumétrica [kWh/m ³]	Coste	Coste
	Fría [°C]	Caliente [°C]			[US\$/kg]	[US\$/kWh]
SÓLIDOS						
Arena-roca-aceite	200	300	1.700	60	0,20	5,46
Hormigón armado	200	400	2.200	100	0,07	1,30
NaCl	200	500	2.160	150	0,20	1,95
Hierro colado	200	400	7.200	160	1,30	41,60
Acero	200	700	7.800	450	6,50	78,00
Sílice	200	700	1.820	150	1,30	9,10
Magnesio	200	1.200	3.000	600	2,60	7,8
LÍQUIDOS						
Aceite mineral	200	300	700	55	0,39	5,46
Aceite sintético	250	350	900	57	3,90	55,90
Aceite de silicona	300	400	900	52	6,50	104,00
Sales de nitritos	250	450	1.825	152	1,30	15,60
Sales de nitratos	265	565	1.870	250	0,91	6,76
Sales de carbonatos	450	850	2.100	430	3,12	14,30
Sodio líquido	270	530	850	80	2,60	27,30
CAMBIO FASE						
NaNO ₃		308	2.257	125	0,26	4,68
KNO ₃		333	2.110	156	0,39	4,33
KOH		380	2.044	85	1,30	31,20
Sales-Cerámica		500-850	2.600	300	2,60	22,10
NaCl		802	2.160	280	0,20	1,56
Na ₂ CO ₃		854	2.533	194	0,26	3,38
K ₂ CO ₃		897	2.290	150	0,78	11,83

Aun hoy en día, las plantas termosolares sufren de falta de almacenamiento prolongado (algunas horas) de energía térmica, pues se requieren miles de toneladas de material, lo que eleva significativamente los costos de inversión. Bajo este contexto en Francia, las cerámicas industriales recicladas realizadas por vitrificación de residuos que contienen asbesto (ACW) se estudian como candidatos para ser utilizados como material de TES sensible. El material no presenta peligro, no genera ningún impacto ambiental, posee buenas propiedades termofísicas, es estable hasta los 1200 [°C], los costos aproximados son de US\$10-15 y son potencialmente utilizables para todos los tipos de proceso CSP (Py, et al., 2011).

La disposición a aportar en las soluciones a los problemas que presentan las tecnologías solares de concentración se manifiesta en todo el continente europeo. En España, la Plataforma Solar de Almería (PSA), perteneciente al Centro de Investigaciones Energética, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) es el centro de investigación, desarrollo y ensayos pionero en Europa de plantas termosolares (Romero Álvarez , 2001).

Los datos utilizados en para el desarrollo del presente trabajo corresponden a los obtenidos por PSA y su descripción, características, modelos y sistemas de control vigentes de la plataforma se mencionarán en detalle en el Capítulo 3.

Capítulo 3. Descripción del campo de colectores solares ACUREX.

3.1. Modelo dinámico del lazo de colectores.

3.1.1. Descripción del proceso.

El modelo dinámico que se describirá a continuación es denominado ALDIMO, el cual representa el comportamiento del lazo de colectores de la plataforma solar de Almería formado por un campo de colectores solares del tipo cilindro-parabólico que cuenta además con un sistema de seguimiento solar en elevación (seguimiento horario) del tipo ACUREX.

El campo está formado por colectores solares distribuidos dispuestos en 20 filas de colectores, las cuales forman 10 lazos paralelos. En total, se cuenta con 480 módulos orientados de este a oeste formando un área efectiva de espejos de 2674 m² (Camacho, et al., 1997).

El fluido usado para transportar la energía térmica es Santotherm 55, un aceite sintético que permite trabajar con temperaturas superiores a los 300 [°C] sin descomponerse. Posee una baja conductividad térmica y su densidad es altamente dependiente de la temperatura, lo que permite utilizar sólo un estanque de almacenamiento para contener el aceite frío y caliente.

El tanque utilizado en este campo tiene una capacidad de 140 [m³] que permite almacenar 2,3 [MWt] con una temperatura de entrada de 210 [°C] y una temperatura de salida de 290 [°C] (Berenguel, et al., 1997).

La Figura 12 presenta a una fotografía de la Planta Solar de Almería. En primer plano se tienen las filas del campo de colectores cilindro parabólicos, detrás se observa el tanque de almacenamiento térmico y los conductos por donde circula el aceite.



Figura 12: Campo de colectores ACUREX (Rubio, et al., 2006).

El aceite térmico que circula por los tubos receptores, situados en la línea focal, proviene de la parte inferior del tanque de almacenamiento, en donde dicho aceite se encuentra térmicamente estratificado de forma natural (efecto termoclino). Al tanque se conectan los sistemas que pueden emplear la energía almacenada en él, principalmente la turbina (Rubio, et al., 2006). El diagrama simplificado de la Figura 13 muestra los elementos mencionados.

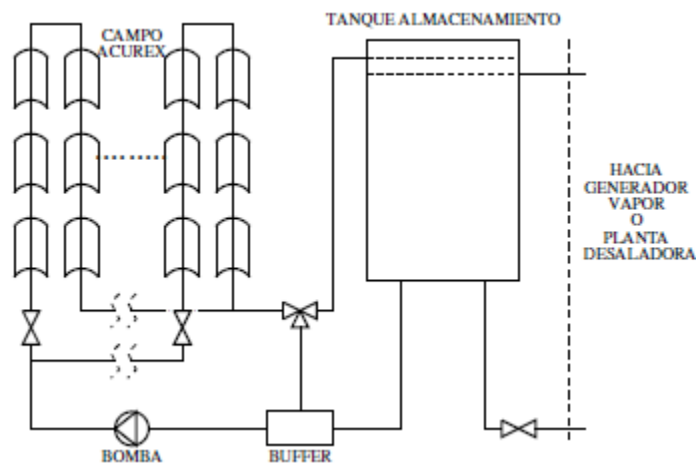


Figura 13: Diagrama esquemático del campo de colectores. (Rubio, et al., 2006)

El campo está provisto con un sistema de seguimiento de la trayectoria del Sol, que permite que los espejos giren alrededor de un eje paralelo al tubo. El mecanismo de seguimiento alcanza tres posibles estados (Berenguel, et al., 1997):

- **Track.**
El mecanismo sigue al Sol y el foco de los colectores se encuentra en el tubo.
- **Desteer.**
El mecanismo dirige los colectores varios grados fuera del Sol y continúa rastreando con el receptor fuera del foco, de esta forma se protege al campo en caso de falla de una bomba por sobrecalentamiento.
- **Stow.**
El mecanismo mueve al colector a una posición invertida al final de cada día o si ocurre una alarma importante.

A continuación, los modelos presentados permiten conocer la distribución de temperaturas del tubo receptor y del aceite térmico a lo largo del lazo de colectores para un instante dado, como también la variación temporal de las temperaturas en un determinado punto del colector.

3.1.2. Modelo de parámetros distribuidos.

Para formular el modelo se han hecho las siguientes suposiciones (Camacho, et al., 1997):

- Las propiedades del aceite son consideradas como función de la temperatura. Ellas varían con el tiempo y el espacio.
- El flujo de calor de cada sección se considera radialmente uniforme e igual al flujo medio.
- No se consideran las variaciones radiales de la temperatura en las paredes del tubo. Este supuesto es razonable para una pared delgada hecha de un material con buena conductividad térmica.
- El flujo o caudal de aceite y la irradiancia son consideradas como función del tiempo y siempre son las mismas para cada cuerpo irradiado (suponiendo que el fluido es incompresible).
- Las pérdidas causadas por conducción entre la pared y el fluido son despreciables. La conducción axial en el tubo es pequeña debido al poco espesor de la pared y en el fluido la conducción axial también es pequeña debido a la baja conductividad térmica del aceite.

- La capacidad térmica específica a presión y a volumen constante se consideran equivalentes. Esta suposición es aceptable para el metal y el aceite en el rango de presiones y temperaturas del proceso en estudio.

Con estos supuestos y aplicando la ley de conservación de la energía a un elemento de volumen del tubo de metal dV en un intervalo de tiempo dt se mostrará el análisis con el cual se obtienen las ecuaciones del modelo de parámetros distribuidos (Carmona Contreras, 1985).

La notación corresponde a:

t	: tiempo [s];
x	: posición [m];
ρ	: densidad [kg/m^3];
c	: calor específico [J/kgK];
A	: sección transversal de la tubería [m^2];
b	: apertura del colector [m];
T	: temperatura de salida [$^{\circ}\text{C}$];
I_{rr}	: radiación solar [W/m^2];
η_0	: eficiencia óptica
D	: espesor del espejo [m];
H_l	: coeficiente global de pérdidas térmicas [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$];
G	: diámetro exterior de la tubería [m];
T_{amb}	: temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$];
L	: diámetro interior de la tubería [m];
H_t	: coeficiente de transferencia fluido-metal [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$];
V	: caudal de aceite [m^3/s].

Los subíndices m y f se refieren al metal o aceite, respectivamente.

La variación de la energía interna en función del tiempo dU/dt en cada unidad de volumen del tubo puede expresarse como:

$$\frac{dU}{dt} = \rho_m A_m dx \cdot c_m \frac{dT_m}{dt} dx \quad (1)$$

Esta variación de la energía interna es igual a la energía incidente por radiación menos la energía cedida por convección y la energía transferida al fluido.

$$\frac{dU}{dt} = I_{rr} \eta_0 D dx - H_l (T_m - T_{amb}) G dx - H_t (T_m - T_f) L dx \quad (2)$$

En la ecuación (2), el coeficiente global de pérdidas H_l considera las pérdidas por unidad de superficie de espejo. El coeficiente de transferencia H_t corresponde al porcentaje de potencia térmica que pasa a través de la superficie de contacto entre el metal y el fluido.

De esta forma, el balance energético de cada unidad de volumen en el metal se expresa como:

$$\rho_m c_m A_m \frac{\partial T_m}{\partial t} = I_{rr} \eta_0 D - H_l G (T_m - T_{amb}) - L H_t (T_m - T_f) \quad (3)$$

De manera análoga, se aplica el primer principio de la termodinámica para un volumen de fluido:

$$\frac{dU}{dt} = H_t (T_m - T_f) L dx - \dot{m} (\bar{H}_{x-dx} - \bar{H}_x) \quad (4)$$

En donde $\bar{H}_{x-dx} - \bar{H}_x$ corresponde a la diferencia de la entalpía en el elemento de fluido dx y área A_f . La variación de la entalpía puede expresarse como:

$$\frac{\partial \bar{H}}{\partial x} dx = c_f \frac{\partial T_f}{\partial x} dx \quad (5)$$

En donde se asume que la capacidad térmica específica a presión constante no varía dentro de la unidad de fluido. Por lo tanto, la variación de energía interna del fluido se puede expresar como:

$$\frac{dU}{dt} = H_t (T_m - T_f) L dx - V \delta_f c_f \frac{\partial T_f}{\partial x} dx \quad (6)$$

Por otro lado, se tiene que la variación de la energía interna del elemento de fluido es posible expresarla en función de la variación de la temperatura del fluido como:

$$\frac{dU}{dt} = \delta_f c_f A_f dx \frac{\partial T_f}{\partial t} \quad (7)$$

Donde $A_f dx$ es el volumen de elemento del fluido.

Finalmente, el balance energético de cada unidad del fluido puede expresarse como:

$$\rho_f c_f A_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + \rho_f c_f V \frac{\partial T_f}{\partial x} = L H_t (T_m - T_f) \quad (8)$$

El conjunto de balances energéticos del metal y el fluido conforman un modelo de ecuaciones diferenciales parciales, que muestra adecuadamente la dinámica del proceso de la parte activa del tubo, es decir, que se encuentra en la línea focal recibiendo la radiación del sol concentrada. En la parte pasiva, las ecuaciones de balance energético son similares, a excepción que la radiación solar I_{rr} es nula y que el coeficiente global de pérdidas H_l es mucho menor debido a que se aísla al tubo térmicamente. De esta forma, el modelo de campo completo es un conjunto de elementos pasivos y activos.

Estas ecuaciones se pueden resolver mediante un proceso iterativo en diferencias finitas. Las temperaturas del aceite y del tubo absorbedor son calculadas para cada intervalo de tiempo de 0,5 [s] y para cada elemento de longitud de 1 [m].

El algoritmo propuesto por (Camacho, et al., 1997) para resolver las ecuaciones de temperaturas (3) y (8) consiste en dos etapas. En la primera fase, se calculan las temperaturas del fluido y del metal suponiendo que el fluido se encuentra en régimen estacionario. Posteriormente, en la segunda fase, la temperatura del fluido se corrige en función de la energía neta transportada por el fluido.

- Primera etapa:

$$T_m(n, k) = T_m(n, k - 1) + \frac{\Delta t}{\rho_m c_m A_m} \left(I_{rr} \eta_0 G - H_l G (T_m(n, k - 1) - T_{amb}) - LH_t (T_m(n, k - 1) - T_{1f}(n, k - 1)) \right) \quad (9)$$

$$T_f(n, k) = T_{1f}(n, k - 1) + \frac{LH_t \Delta t}{\rho_f c_f A_f} (T_m(n, k - 1) - T_{1f}(n, k - 1)) \quad (10)$$

- Segunda etapa:

$$T_{1f}(n, k) = T_f(n, k) - \frac{V \Delta t}{A_f \Delta x} (T_f(n, k) - T_f(n - 1, k)) \quad (11)$$

En estas ecuaciones diferenciales, $T_f(n, k)$ y $T_m(n, k)$ corresponden a las temperaturas del fluido y metal en el segmento n en un intervalo de tiempo k .

De esta forma, el balance energético puede ser representado por diagrama de bloques de la Figura 14.

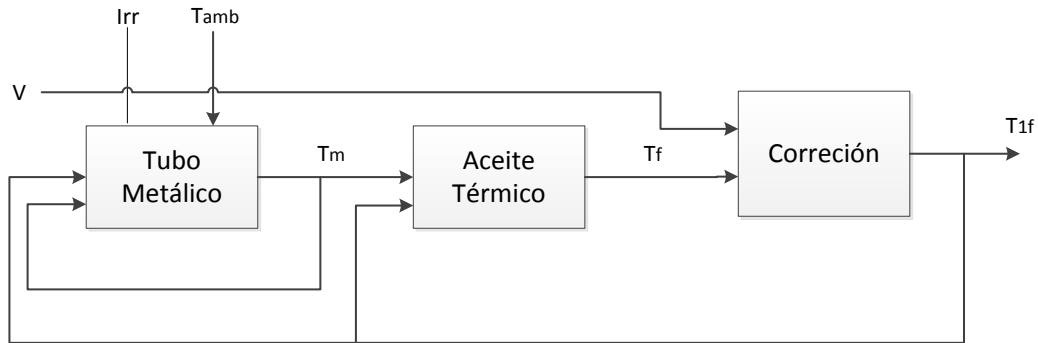


Figura 14: Diagrama de bloques del modelo de parámetros distribuidos.

En este diagrama se tiene como entradas al sistema a la irradiancia I_{rr} , la temperatura ambiente T_{amb} y el caudal de aceite V , el cual es la única variable que es posible manipular para controlar la temperatura del fluido corregida T_{1f} , que corresponde a la variable de salida del sistema.

En la Figura 14 el bloque “Tubo Metálico” corresponde a la ecuación (9), empleada para calcular la temperatura del elemento de longitud del metal, como función de la radiación y la temperatura ambiente actuales y la temperatura del aceite y del metal en el instante anterior. La ecuación (10) está asociada al bloque “Aceite térmico”. Esta ecuación permite obtener la temperatura fluido térmico, asumiendo las condiciones de régimen estacionario y haciendo uso de las condiciones anteriores del metal del tubo y de dicho fluido. Finalmente, en el bloque “Corrección” ligado a la ecuación (11), la temperatura del aceite se ajusta considerando el caudal y las temperaturas del fluido actuales del segmento de longitud en estudio y del segmento anterior.

3.1.3. Modelo de parámetros concentrados.

Es posible representar un modelo dinámico de la planta más simplificado que el descrito anteriormente, que consiste en una representación concentrada de la planta.

Realizando el análisis de balance energético en el largo total del tubo para la integración del tubo metálico y del aceite térmico, ahora denominado campo, es posible describir la variación de la energía interna.

Expresando la variación de la energía interna en función del tiempo en el volumen total del campo y considerando que dichas variaciones son igual a la diferencia entre la energía incidente y la energía transferida y transportada por el fluido considerando las pérdidas, se tiene de acuerdo a (Rubio, et al., 2006) la expresión (12).

$$C \frac{dT_{out}}{dt} = \eta_0 S I_{rr} - V \rho c_p (T_{out} - T_{in}) - H_l (T_m - T_{amb}) \quad (12)$$

En donde:

- T_{out} : temperatura de salida del campo solar;
- I_{rr} : radiación efectiva;
- T_{in} : temperatura de entrada del campo solar;
- T_m : temperatura media entrada-salida;
- T_{amb} : temperatura ambiente;
- V : caudal de aceite;
- ρ : densidad;
- c_p : calor específico a presión constante;
- H_l : coeficiente de pérdidas térmicas;
- C : capacidad térmica del fluido;
- η_0 : eficiencia óptica del colector;
- S : superficie efectiva.

Empleando distintas condiciones de operación en estado estacionario se obtiene que el producto Pc_p (que se encuentra en función de la temperatura) puede ser aproximada a $1924 [kJ / (^\circ C)]$. Mediante el uso de datos experimentales, se ha obtenido que el coeficiente de pérdidas térmicas H_l es de $1.05 [kW / (^\circ C)]$.

Con el fin de identificar los otros parámetros de la expresión (12), se introdujo una onda cuadrada en la señal del caudal de aceite para realizar el ajuste de parámetros mediante el método de mínimo cuadrados. Como resultado de obtuvo los parámetros que se obtuvieron son $C = 2267 [kW / (^\circ C)]$ y $\eta_0 S = 1322 [m^2]$ (Carmona Contreras, 1985).

De esta manera, su representación en diagrama de bloques se simplifica:

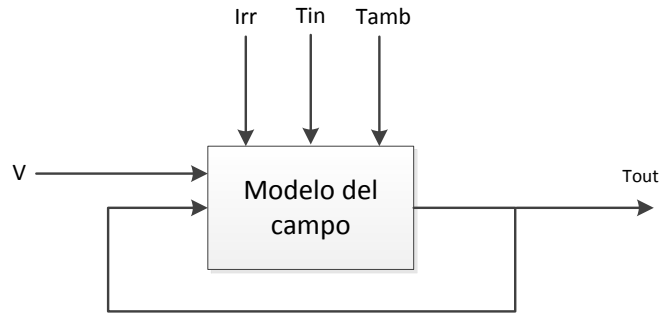


Figura 15: Diagrama de bloques del modelo de parámetros concentrados.

La Figura 15, que representa la ecuación (12), muestra que al igual que en el modelo anterior, sólo es posible manipular el caudal V para poder controlar la temperatura de salida del campo solar T_{out} . Por otro lado, se muestra que las principales perturbaciones del sistema son la temperatura de entrada del fluido T_{in} , la temperatura ambiente T_{amb} y la radiación efectiva que es afectada fundamentalmente por la presencia de nubes, la variación cíclica normal en la radiación solar y por los efectos de reflectividad en los espejos. El diagrama muestra además que el modelo de campo es retroalimentado, es decir, la temperatura de salida del campo depende también de su temperatura en el instante anterior.

Es importante mencionar que para mantener la temperatura del fluido constante, que es la variable de interés en el proceso, se requieren grandes variaciones en el caudal de aceite, lo que genera grandes variaciones en la dinámica del proceso. Sin embargo, tanto el modelo de parámetros concentrados como el modelo de parámetros distribuidos son de gran utilidad en distintos ámbitos del análisis de las características dinámicas de la planta. Por un lado, con el modelo simplificado de parámetros concentrados se obtiene los parámetros que definen el campo solar, sin embargo, el diseño del simulador y del control de campo presentado en la sección 3.2. se hace uso del modelo de parámetros distribuidos para capturar la dinámica mencionada del proceso.

3.2. Estructuras básicas de control.

La planta cuenta con un controlador prealimentado, el cual cumple un importante rol por su capacidad de eliminar perturbaciones que afectan a la planta, tal como las variaciones en la radiación solar y en la temperatura de entrada del aceite.

Los controladores prealimentados son extensamente usados en la industria para corregir los efectos causados por perturbaciones externas importantes conocidas. El primer paso para el diseño de un sistema de control prealimentado es crear un modelo matemático que describa cómo las perturbaciones afectan el proceso. Luego, empleando dicho modelo, se obtiene el valor variable manipulada que reduce los efectos de las perturbaciones medidas en la salida.

Generalmente, el objetivo de un esquema de control es el seguimiento de referencia, que en este caso se consigue mezclando un controlador prealimentado que siga los cambios del proceso, generado por las perturbaciones, y un controlador retroalimentado que corrija lo que falle el sistema prealimentado.

Las principales variables que afectan la temperatura de salida del aceite se muestran a continuación:

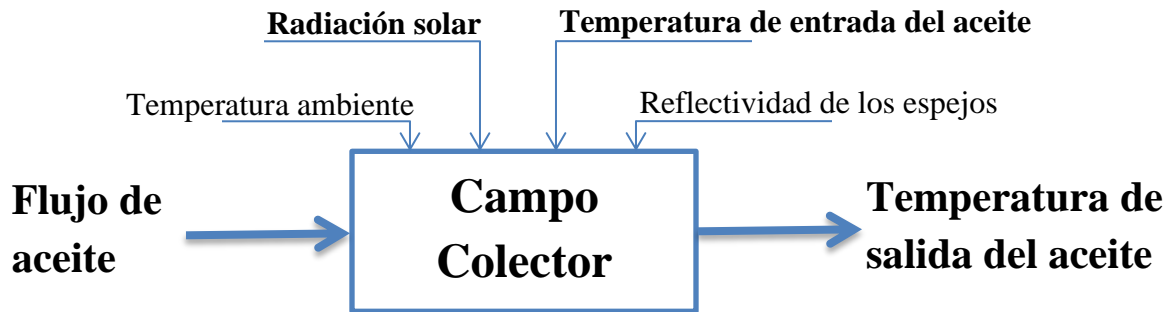


Figura 16: Variables que afectan la temperatura de salida del aceite.

La temperatura de salida del aceite depende de otras variables, tal como la radiación solar I_{rr} y la temperatura de entrada del aceite al campo T_{in} , este último dependiente del sistema de conversión de potencia acoplado. Los cambios en la reflectividad de los espejos, debido por ejemplo a la acumulación de polvo, también influyen, pero son tan lentos que pueden ser considerados constantes durante una prueba. Por lo tanto, dinámicamente, la temperatura de salida T_{out} puede ser expresada como una función no lineal f del flujo de aceite V , de la radiación solar I_{rr} y de la temperatura de entrada T_{in} . El modelo linealizado está basado en derivadas parciales, el cual puede ser considerado como la función de transferencia del campo colector.

$$T_{out} = f(V, I_{rr}, T_{in}) \quad (13)$$

$$\Delta T_{out} = \frac{\partial f}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial f}{\partial I} \Delta I + \frac{\partial f}{\partial T_{in}} \Delta T_{in} \quad (14)$$

El modelo matemático que considera la dinámica de la relación de estas variables, incluso linealizado, es complejo (Camacho, et al., 1997). Una aproximación simple que reduce la complejidad del modelo es hacer uso de las características de operación del campo conocidas, ya que los beneficios proporcionados por una función de transferencia más exacta no justifican la complejidad adicional.

Un término *prealimentado*, basado es un modelo matemático, ha sido desarrollado (Camacho, et al., 1992) basado en el balance de energía. Usando la ecuación (12) que describe el modelo de parámetros concentrados del campo, considerando condiciones de régimen permanente y usando datos experimentales, es posible deducir una correlación para el flujo de aceite en función del resto de las variables, obteniendo una ecuación que puede ser usada como una acción *prealimentado* en el sistema de control.

Existen dos enfoques de esta estructura básica de control prealimentado: compensación prealimentada paralelo y compensación serie dentro del lazo. En ambos casos, se ajusta el flujo de aceite al valor calculado para mantener la temperatura de salida en el nivel deseado, logrando que sea predominantemente función del flujo de aceite, lo que es deseable desde el punto de vista de control (Camacho, et al., 1997).

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se tiene la expresión (15):

$$(T_{out} - T_{in})V = \frac{1}{Pc_p} (n_o S I_{rr} - H_l (T_m - T_{amb})) \quad (15)$$

Ecuación que puede ser aproximada por la ecuación (16) (Carmona Contreras, 1985):

$$(T_{out} - T_{in})V = 0,7869 I_{rr} - 0,485 (T_{out} - 151,5) - 80,7 \quad (16)$$

En que las constantes han sido calculadas experimentalmente de (Rubio, 1985).

Los controladores prealimentados desarrollados a partir de esta ecuación, y constituidos sólo por un término proporcional, han demostrado ser efectivos en muchas pruebas de rendimiento de la planta. A continuación se presentan las dos estructuras básicas de control.

3.2.1. Compensación prealimentada paralelo.

La estructura básica del controlador prealimentado paralelo se muestra en la Figura 17, en donde la variable V_{ff} es el flujo calculado para proporcionar la temperatura de salida deseada (T_r) con los valores actuales de I_{rr} y T_{in} . El resultado del cálculo corresponde a la expresión (17):

$$V_{ff} = \frac{0,7869I_{rr} - 0,485(T_r - 151,5) - 80,7}{T_r - T_{in}} \quad (17)$$

Este elemento ayuda significativamente a reducir las variaciones dinámicas en T_{out} debido a los cambios en I_{rr} y T_{in} , y proporciona una rápida respuesta a cambios en la temperatura de referencia. La adición de esta señal es un término *prealimentado* que ayuda a mantener la temperatura de salida deseada cuando perturbaciones importantes ocurren (Camacho, et al., 1997).

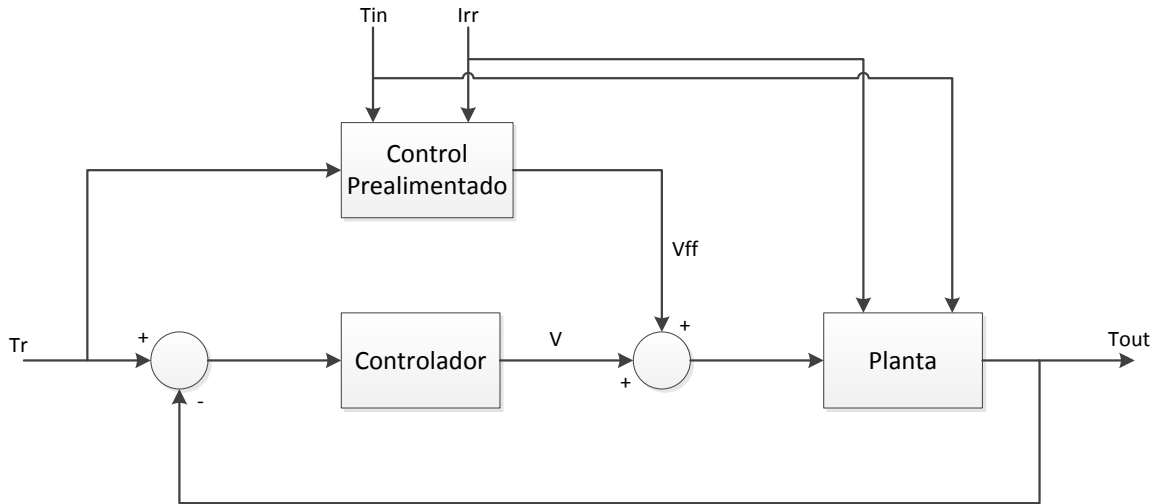


Figura 17: Controlador prealimentado paralelo.

3.2.2. Compensación prealimentada serie.

Un enfoque alternativo para proporcionar la compensación por variaciones de I_{rr} y T_{in} es introducir el control prealimentado serie mostrado en Figura 18. La salida de este elemento establece la señal de flujo de aceite deseado V_s , el cual es obtenido al realizar el despeje en la ecuación (16) y dando como resultado la expresión (18):

$$V_s = \frac{0,7869I_{rr} - 0,485(T_{ff} - 151,5) - 80,7}{T_{ff} - T_{in}} \quad (18)$$

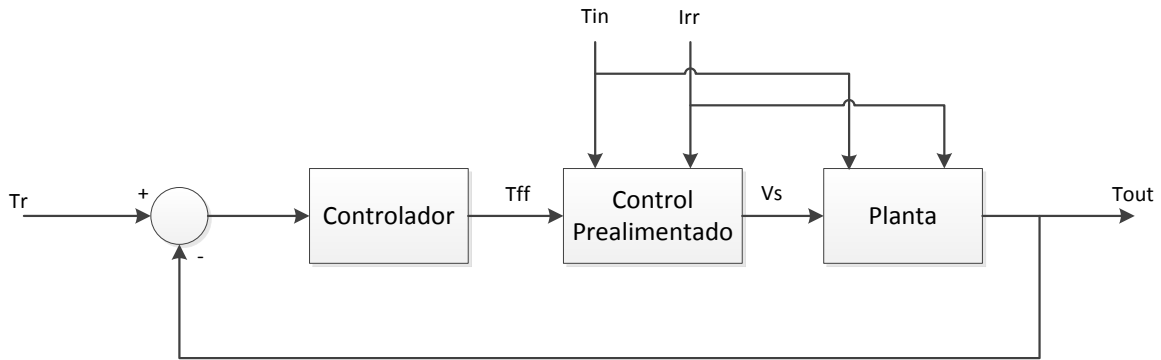


Figura 18: Controlador prealimentado serie.

La variable T_{ff} que es la salida del controlador también es la variable de entrada usada para estimación en el control prealimentado. Si el controlador incorpora una acción integral, en régimen permanente la temperatura de salida T_{out} será igual a la temperatura de referencia T_r . Obviamente la compensación no es exacta, pues la relación es estática, pero es necesario evaluar T_{ff} para mantener la temperatura de salida en régimen permanente requerida y que sea posible de proporcionar por el controlador (Camacho, et al., 1997).

3.2.3. Comentarios y comparación entre estructuras de control prealimentados.

El término *prealimentado* asume un comportamiento perfecto de los cambios en la radiación solar y temperatura de entrada y, de esta forma, los cambios observados en la temperatura de salida serían causados únicamente por cambios en la señal de control, reduciendo considerablemente gran parte de los problemas inherentes de un modelo de entrada única. La señal prealimentada proporciona beneficios cuando las perturbaciones ocurren y conserva la validez del esquema de control SISO de la planta.

Empleando los datos de operación de un día normal en la planta, se evaluó un esquema sin prealimentación y los esquemas de compensación mencionados. Se compararon sus rendimientos para mostrar los beneficios logrados usando el control prealimentado. En la Figura 19 se muestra que un controlador PID trabaja correctamente en el punto de operación para el que fue diseñado, sin embargo, es posible apreciar que la respuesta del sistema en altas temperaturas es críticamente estable, que corresponde a condiciones de bajo flujo de aceite cuando la planta es más difícil de controlar.

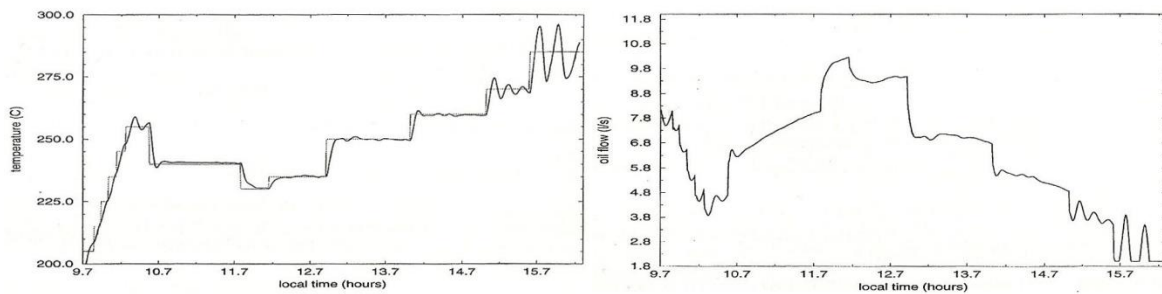


Figura 19: Respuesta sin compensación prealimentada (Camacho, et al., 1997).

El controlador retroalimentado reacciona frente a las perturbaciones, pero con un cierto retardo. El control prealimentado proporciona acciones correctivas antes que las perturbaciones sean vistas como un error en la variable controlada, lo que mejora los resultados obtenidos. En las Figura 20 y Figura 21 es posible observar que se cumple el objetivo principal de diseño, que consiste en obtener una respuesta con pequeñas sobreoscilaciones.

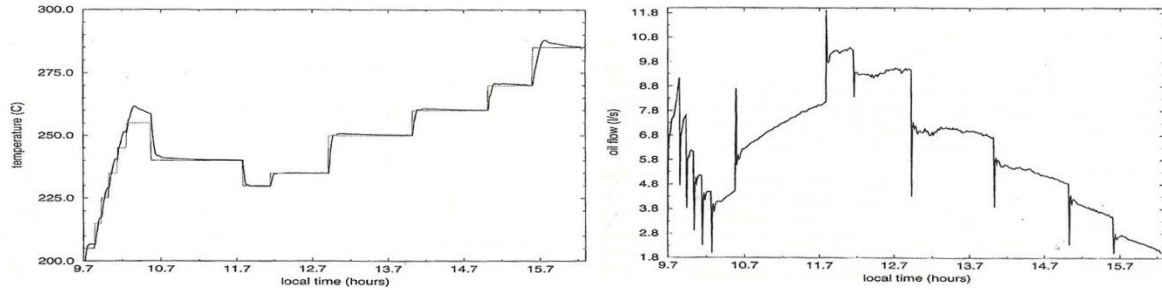


Figura 20: Respuesta con compensación prealimentada paralelo (Camacho, et al., 1997).

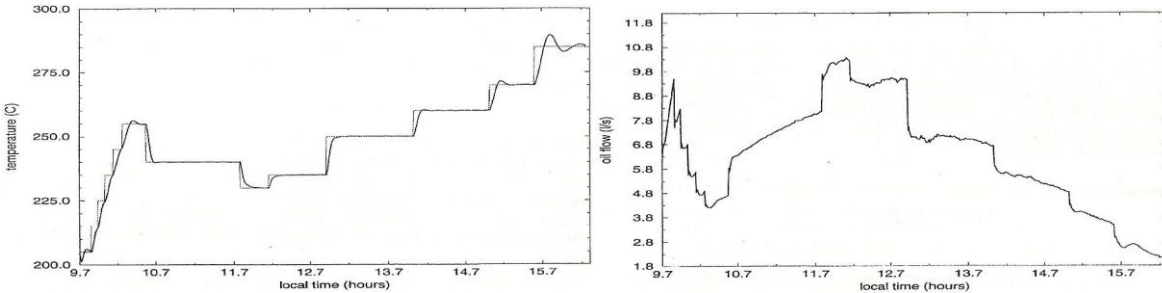


Figura 21: Respuesta con compensación prealimentada serie (Camacho, et al., 1997).

Comparando ambos esquemas que incorporan control prealimentado, se observa que la compensación serie posee más ventajas: presenta menos oscilaciones en el caudal de aceite que en el caso de compensación paralela y además, puede ser considerado como parte de la planta. El modelo resultante tiene una ganancia aproximadamente unitaria y las linealidades estáticas son canceladas (Camacho, et al., 1997).

Finalmente, el modelo de la planta ha incorporado la compensación prealimentada serie, pero de una manera más completa, tomando en cuenta variables geométricas y térmicas, tales como la hora solar, día juliano, temperatura de entrada del aceite, entre otras. Se cuenta además con un simulador válido para SIMULINK compuesta principalmente por tres bloques que representan a la planta misma, a la compensación prealimentada y a su control PI. Para el presente trabajo se cuenta con dicho simulador, con el cual se obtendrán los datos necesarios para diseñar y evaluar distintos modelos predictivos presentados en el Capítulo 4.

Capítulo 4. Modelación de campo de colectores.

El presente capítulo se modela el campo colector de la planta solar de Almería, los que posteriormente se implementan en el esquema de control predictivo basados en modelos presentados en Capítulo 5. , estableciendo la notación e índices de evaluación con la que se trabajará a lo largo del capítulo.

4.1. Obtención de datos.

Los datos se del simulador de SIMULINK, versión 1.3b, del campo ACUREX, con un tiempo de muestreo de 39 [s] y el cual ha sido ejecutado el MATLAB R2011a.

El diagrama de bloques del simulador se aprecia en la Figura 22 en donde:

T_r : Referencia dada - set point.

T_{ff} : Valor de la variable de control para el controlador prealimentado.

V_s : Caudal de aceite que el controlador prealimentado demanda a la bomba, es decir, es el valor de referencia para la bomba.

T_{out} : Temperatura del aceite correspondiente a T_f (ecuación (8)) en el último segmento del tubo que contiene el fluido.

e : Error de seguimiento ($e = T_r - T_{out}$)

T_{amb} : Temperatura ambiente medida.

I_{rr} : Radiación solar medida en la planta.

T_{in} : Temperatura del aceite correspondiente a T_f (ecuación (8)) en el primer tramo del tubo colector. Esta variable es fundamental para propósitos de simulación, con el que es posible representar distintas condiciones y perfiles de uso de la energía térmica contenida, expuesto en la sección 4.2.

El simulador cuenta con un primer bloque que constituye un controlador PI y con dos bloques compilados en C, que modelan la compensación prealimentada serie y la planta de colectores solares distribuidos, basándose en los modelos fenomenológicos y los esquemas de control presentados en el Capítulo 3.

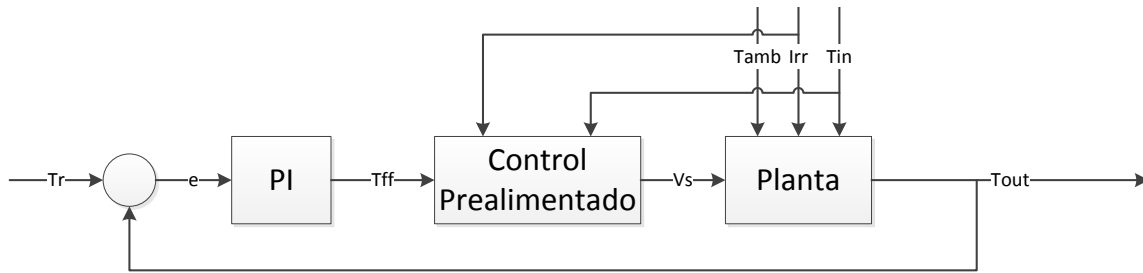


Figura 22: Lazo de control de simulador de la planta solar ACUREX.

El simulador cuenta además con bloques de salida, que han sido implementados para permitir la extracción del set de datos de las variables de interés, que para este caso, corresponden a la temperatura de salida del aceite térmico y su valor de referencia. Con el fin de diseñar un esquema de control a nivel supervisor de todo el sistema, los modelos a identificar consisten en la representación de la planta junto con sus dos bloques de control, donde la variable de salida es la temperatura de salida del aceite del campo de colectores T_{out} , mientras que la variable de entrada corresponde a la temperatura de referencia T_r que se desea que alcance el aceite en la salida del campo. Sin embargo, debido a limitaciones en el simulador disponible en la implementación del control MPC, se emplea como entrada el error de seguimiento e que corresponde a la entrada del bloque PI.

Para el desarrollo del presente trabajo se dispone sólo de información real medida en dos días (no consecutivos) de operación de la planta solar DSP ACUREX, presentados en las Figura 23 y Figura 24.

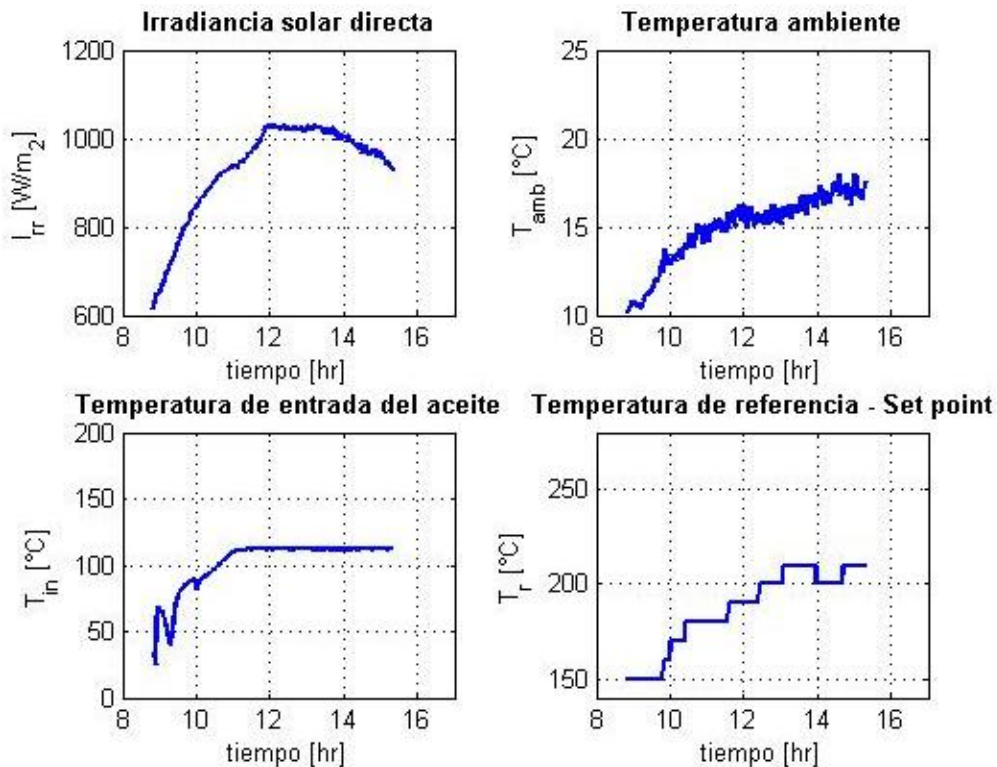


Figura 23: Data día tipo 1.

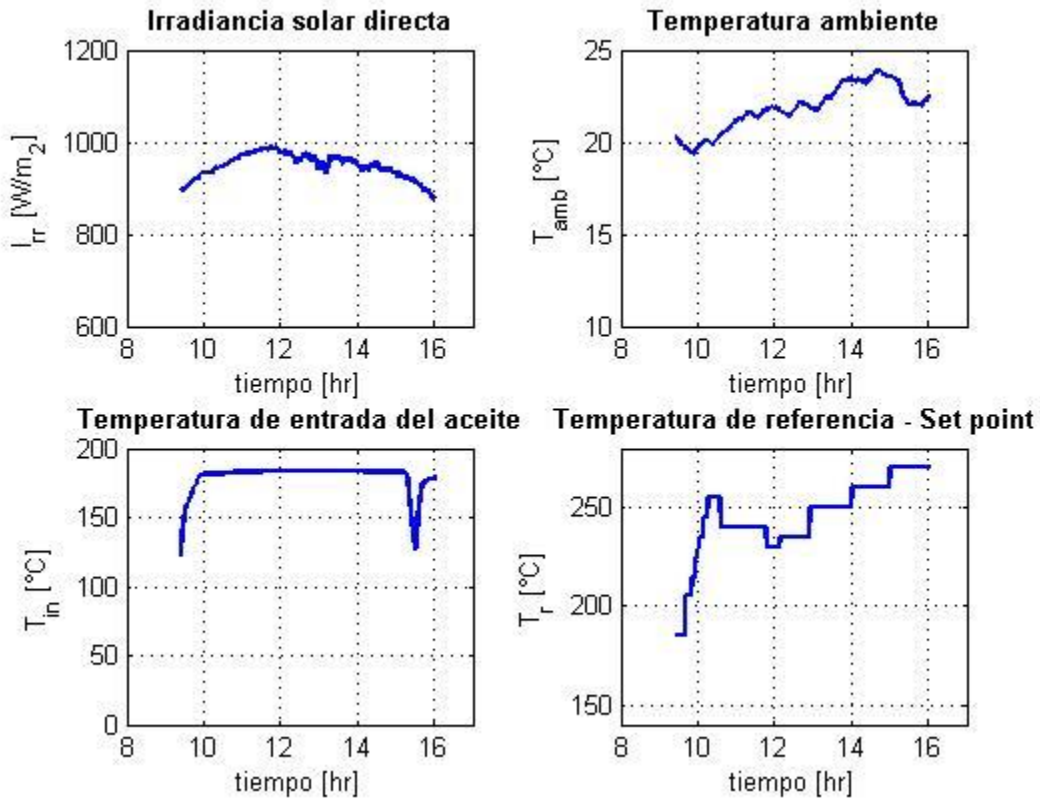


Figura 24: Data día tipo 2.

Para el desarrollo y validación de modelos lineales y no-lineales, y en el caso particular del desarrollo de un modelo difuso de Takagi & Sugeno (T&S), es necesario contar con tres conjuntos de datos:

- **Entrenamiento**
Conjunto de datos más extenso y que es utilizado para la construcción del modelo calculando sus parámetros.
- **Test**
Datos independientes del conjunto de entrenamiento que evalúa la capacidad de generalización del modelo y de esta forma seleccionar su estructura.
- **Validación**
Datos utilizados para evaluar el desempeño del modelo final propuesto a través de la medida de su error.

Sin embargo, dado que es necesario contar con una extensión continua más amplia de tiempo de simulación para el desarrollo adecuado de los modelos, se procede a utilizar los conjuntos de datos existentes para generar distintos modos de operación suficientemente excitantes para la planta DSP (ver procedimiento en Anexo A), generando así distintos perfiles de referencia T_r que simulan el funcionamiento continuo de varios días de operación.

Para ello, y debido a que en la práctica la planta solar ACUREX opera sólo aproximadamente desde las 8:00 [hr] a 17:00 [hr] en su horario local, es necesario añadir a los datos de las variables de entrada y salida, los periodos de tiempos en que la planta no se encuentra en operación.

De acuerdo a (Berenguel, et al., 1997), debido a la imposibilidad de encontrar el perfil de temperatura inicial real en el campo colector de los días que han sido simulados, se ha supuesto que tanto los tubos metálicos como el aceite térmico permanecen a una temperatura de 120 [°C] desde la entrada a la salida de cada lazo colector. Dicha condición, es la que se considerará y se mantendrá en el periodo sin operación diario de la planta, para así no generar conflicto en el proceso de simulación.

Dadas estas consideraciones, se obtuvo un conjunto continuo de datos equivalente a 35 días de simulación presentados en la Figura 25, de los cuales 21 días corresponden al conjunto de entrenamiento, 7 días al conjunto de test y 7 días al conjunto de validación.

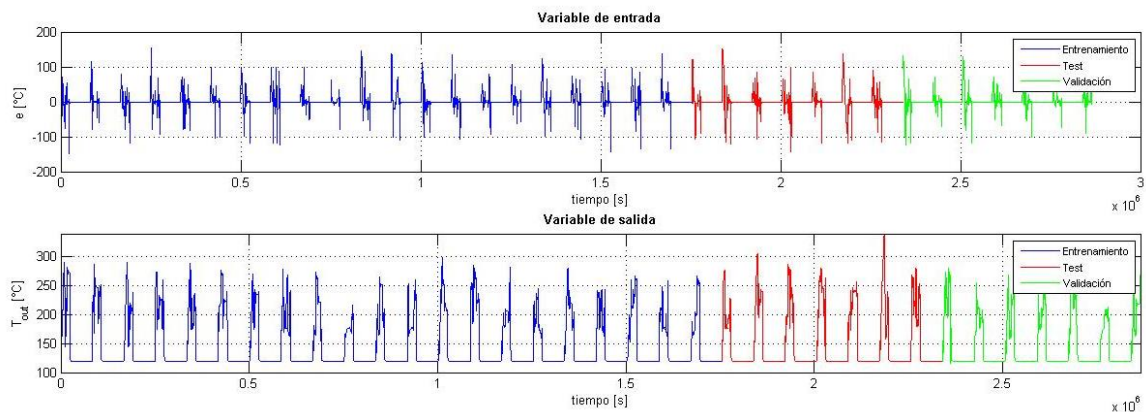


Figura 25: Conjunto de datos para la identificación.

Con el fin de generar de distintos perfiles de uso de la energía térmica almacenada y estimar T_{in} sin la necesidad de medirla directamente, se empleará la información disponible junto con las características conocidas de operación de la planta y supuestos para presentar en la siguiente sección una relación estática de la temperatura de entrada del campo colector T_{in} en función de la temperatura de salida T_{out} .

4.2. Relación estática de temperatura del campo colector.

En el estanque térmico se tiene un proceso de intercambio de calor desde el fluido caloportador (aceite térmico) hacia el agua que se desea evaporar para desalinizar o bien para mover una turbina. Dicho proceso, representado en la Figura 26 , se produce en el interior del generador de vapor, donde el flujo de aceite de aceite y de agua es variable.

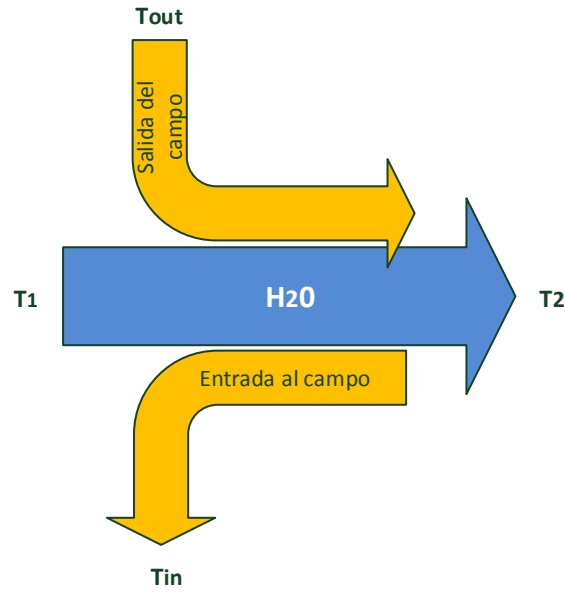


Figura 26: Proceso de intercambio térmico en el generador de vapor.

Dónde:

T_{out} : Temperatura de entrada del aceite al generador de vapor (Temperatura de salida del campo colector).

T_{in} : Temperatura de salida del aceite al generador de vapor (Temperatura de entrada al campo colector).

T_1 : Temperatura de entrada del agua al generador de vapor.

T_2 : Temperatura de salida del agua al generador de vapor.

La energía total E de un sistema se compone por su energía interna E_i , debida a los movimientos moleculares e interacciones intermoleculares; de su energía cinética macroscópica E_c , en virtud de su movimiento y masa; y de su energía potencial E_p , asociada a su posición.

$$E = E_i + E_p + E_c \quad (19)$$

Comenzando con el primer principio de la termodinámica:

$$\Delta E = W + Q \quad (20)$$

Donde ΔE es el cambio de energía del sistema en el proceso, W es el trabajo realizado sobre o por el sistema en el transcurso del proceso y Q es el calor transferido desde o hacia el medio.

Al igual que en la mayoría de las aplicaciones termodinámicas, se considerará que el sistema generador de vapor se encuentra en reposo, es decir, en ausencia de campos externos que produzcan variaciones en la posición, velocidad o masa en el transcurso del proceso, por lo que el cambio de energía total del sistema se deberá exclusivamente a la variación de su energía interna.

$$\Delta E = \Delta E_i \quad (21)$$

Se considera que el sistema se encuentra aislado, es decir, se asume un proceso sin pérdidas que no permite el intercambio de materia ni energía con el medio externo al generador.

$$\Delta E_i = 0 \quad (22)$$

Por definición de variación de la energía interna, la relación (22) se puede expresar como:

$$\dot{m}_{oil}\Delta H_{oil} + \dot{m}_{H_2O}\Delta H_{H_2O} = 0 \quad (23)$$

En que \dot{m} representa al flujo másico, ΔH corresponde a la variación de la entalpía por consecuencia del proceso térmico y los subíndices *oil* y *H₂O* se refieren a las características de aceite térmico y del agua.

Se asume que la capacidad térmica específica a presión constante c_p no varía dentro de la unidad de fluido.

$$\dot{m}_{oil}c_{p_{oil}}\Delta T_{oil} + \dot{m}_{H_2O}c_{p_{H_2O}}\Delta T_{H_2O} = 0 \quad (24)$$

$$\Delta T_{oil} = -\frac{\dot{m}_{H_2O} c_{p_{H_2O}}}{\dot{m}_{oil} c_{p_{oil}}} \Delta T_{H_2O} \quad (25)$$

$T_{in}(t) = T_{out}(t) - M(t)\Delta T_{H_2O} \quad (26)$

La variable $M(t)$ está directamente relacionada con el caudal de agua y aceite, lo que a la vez corresponde a una relación directa con perfil de uso de energía térmica de la planta.

Se considerará una temperatura de salida de agua T_2 de 100 [°C], pues corresponde a la temperatura de ebullición del agua a 1 [atm], mientras que la temperatura de entrada del agua T_1 se fijará en 20 [°C].

El comportamiento de la relación propuesta, considerando el perfil de temperatura T_{out} , obtenido del simulador al ingresar la data tipo 1 (Figura 23), se muestra en la Figura 27.

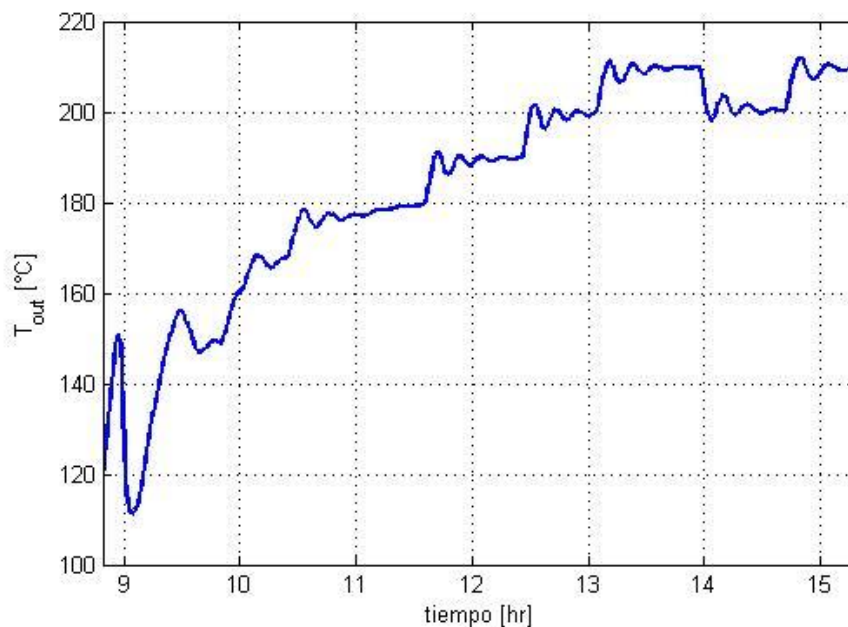


Figura 27: Temperatura de salida del aceite en día tipo 1.

Por otro lado, se definirá un perfil de uso de la energía térmica $M(t)$ presentado en la Figura 28 de tal forma que la temperatura T_{in} resultante se encuentre dentro de rangos normales de operación de la planta, definido entre 30 [°C] a 120 [°C] aproximadamente.

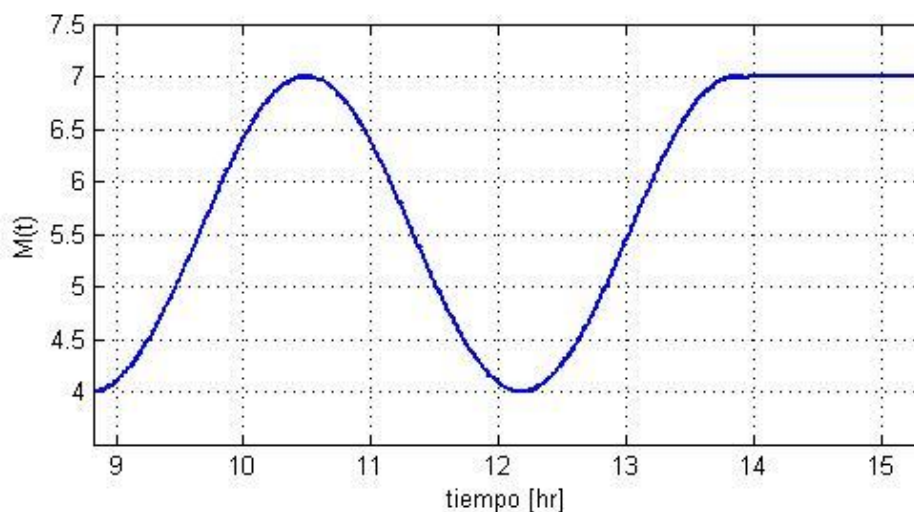


Figura 28: Perfil de uso de energía térmica.

Utilizando la relación propuesta en la expresión (26), se presenta en la Figura 29 un perfil de la temperatura T_{in} en función de la temperatura T_{out} y del uso por el generador de vapor de la energía térmica representada en la variable adimensional $M(t)$.

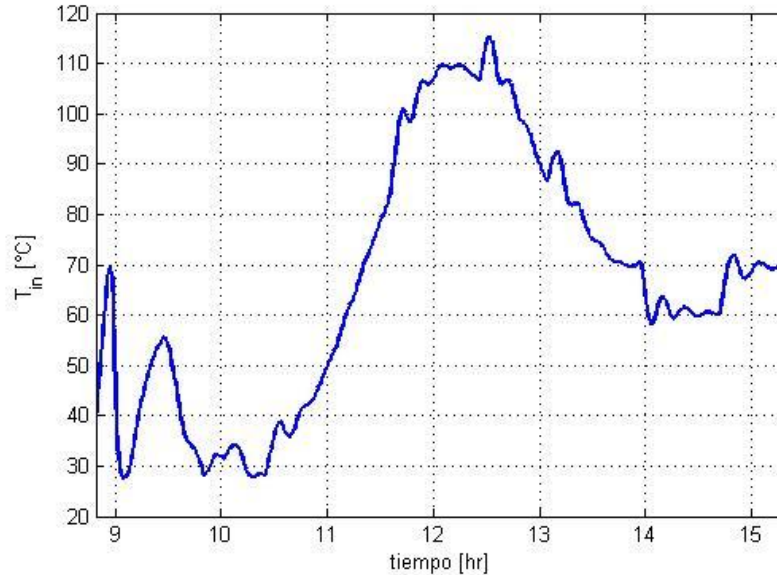


Figura 29: Temperatura de entrada al campo colector por relación estática.

Finalmente, de las Figura 27 y Figura 29, es posible observar que la temperatura de entrada al campo colector T_{in} varía en igual magnitud y sentido que la temperatura de salida T_{out} , existiendo una dependencia directamente proporcional entre ambas variables, y relacionándose de manera indirecta y de la misma forma con la radiación solar I . Por otro lado, se tiene que a mayor caudal de agua \dot{m}_{H_2O} para un caudal constante de aceite \dot{m}_{oil} la temperatura de entrada T_{in} es menor, existiendo una relación de proporcionalidad inversa entre dicha temperatura con la energía térmica utilizada por el generador de vapor.

Ambas relaciones son observadas también en la expresión (26), que será considerada como un bloque en el esquema de control de la Figura 38 presentado en el Capítulo 5. y que se sugiere hacer uso de ella siempre que no sea posible su medición directa.

Ya definida dicha proporción entre temperaturas del campo colector, el presente trabajo se orientará a la diseño y evaluación de modelos predictivos, para su posterior uso en esquemas de control.

4.3. Definición de índices de evaluación.

A continuación se presentarán los índices de medida que se emplearán para el diseño y evaluación de desempeño de los modelos.

- **Error RMS.**

Medida de los errores de predicción, correspondiente a las diferencias entre los valores pronosticados por un modelo y los valores reales medidos, y los agrupa en una sola medida. El error RMS es una buena medida de comparación de precisión de diferentes modelos y su expresión viene dada por la expresión (27) (Hyndman, et al., 2006).

$$RMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (27)$$

Donde y_i corresponde a la variable medida, \hat{y}_i es la variable predicha y N es el número de datos.

- **Criterio AIC.**

Método que consiste en minimizar el índice de AIC (*Akaike Information Criterion*) de la expresión (28) y de esta manera determinar la estructura de un modelo lineal o no lineal. El criterio AIC busca, por un lado reducir el error de predicción, al mismo tiempo de no sobreparametrizar un modelo, ya que si se ajusta demasiado al conjunto de datos de entrenamiento impediría la correcta predicción con un conjunto de datos distinto (González, 2008).

$$AIC = \log(RMS) + \frac{2m}{N} \quad (28)$$

Donde RMS es el error cuadrático medio de la predicción, m es el número de parámetros del sistema y N es el número de datos.

- **Criterio regular.**

Criterio propuesto por (Sugeno, et al., 1993) utilizado en el método heurístico para la selección de variables relevantes de un modelo difuso. El método consiste en ir seleccionando algunas variables de entre todos los candidatos, incrementando en uno el número de entradas empleando índice RC definido en (29).

$$RC = \frac{\left[\sum_{i=1}^{k_A} \frac{(y_i^A - y_i^{AB})^2}{k_A} + \sum_{i=1}^{k_B} \frac{(y_i^B - y_i^{BA})^2}{k_B} \right]}{2} \quad (29)$$

Donde k_A y k_B son el número de datos de dos grupos del conjunto de entrenamiento A y B ; y_i^A y y_i^B son las salidas de los grupos A y B ; y_i^{AB} es la salida del modelo en el grupo A estimado con el modelo identificado usando los datos del grupo B ; e y_i^{BA} es la salida del modelo en el grupo B estimado con el modelo identificado usando los datos del grupo A .

El proceso comienza con modelos difusos de una sola variable. El criterio regular (RC) es calculado para cada modelo, seleccionando el que posea menor RC. Luego se agrega otra variable al modelo seleccionado y se sigue con el mismo criterio. El proceso continúa hasta que el valor de RC aumenta en la siguiente iteración.

4.4. Estructura de modelos.

Con la información obtenida del simulador es posible realizar la modelación empírica o también llamado de caja negra, los cuales se clasifican en dos categorías: modelos lineales y modelos no-lineales.

Generalmente, un modelo lineal es simple, fácil de diseñar y de implementar, pero dependiendo de la complejidad del sistema que se intenta modelar, en algunas ocasiones no son suficientemente precisos, por lo que es necesario recurrir a la modelación no-lineal, que representan varias condiciones de operación y en donde se pueden encontrar distintas opciones y métodos de diseño.

4.4.1. Modelación lineal.

Un modelo lineal es aplicable a procesos que cumplen los principios de proporcionalidad y superposición, es decir, que la salida sea proporcional las entradas y que a señales sumada de entrada, la salida corresponderá a la suma de los efectos superpuestos (Neyra Hau Yon, 2009).

La estructura general de un modelo lineal muestra en la expresión (30):

$$A(q)y(k) = \sum_{i=1}^{nu} \frac{B_i(q)}{F_i(q)} u_i(k) + \frac{C(q)}{\Delta} w(k) \quad (30)$$

En donde $A(q)$, $B_i(q)$, $F_i(q)$ y $C(q)$ corresponden a polinomios que contienen el operador de retardo temporal q y que representan la dinámica del proceso, $1/\Delta$ es un integrador ($\Delta = 1 - q^{-1}$), $u_i(k)$ es la variable de entrada del sistema, $y(k)$ es la variable de salida y $w(k)$ corresponde a ruido blanco que representa al conjunto de perturbaciones no medidas.

Dentro de los modelos lineales, se estudiarán e implementarán las estructuras ARX y ARIX, presentadas en las secciones 4.3.1.1 y 4.3.1.2 respectivamente, en los cuales no requiere conocer las salidas posteriores del sistema, ni el error del modelo en el futuro.

4.3.1.1. Modelo autorregresivo con entrada exógena.

Un modelo autorregresivo con entrada exógena (ARX) corresponde al primer modelo que es comúnmente seleccionado para la identificación de sistemas. El modelo ARX considera que la salida del sistema puede ser representada por una combinación lineal de su entrada actual y de sus entradas y salidas anteriores (Neyra Hau Yon, 2009). Se denota y define como lo indica la expresión polinomial (31).

$$A(q)y(k) = B(q)u(k - nk) + w(k) \quad (31)$$

Con los polinomios $A(q)$ y $B(q)$ de la forma:

$$A(q) = 1 + a_1q^{-1} + a_2q^{-2} + \dots + a_{na}q^{-na} \quad (32)$$

$$B(q) = b_0 + b_1q^{-1} + b_2q^{-2} + \dots + b_{nb}q^{-nb} \quad (33)$$

Expandiendo los polinomios y considerando un parámetro constante de ajuste, la expresión del modelo es:

$$y(k) + a_1y(k - 1) + \dots + a_{na}y(k - na) = b_0u(k - nk) + \dots + b_{nb}u(k - nk - nb) + w(k) \quad (34)$$

Dónde:

$$\begin{aligned} n &= na + nb - nk + 1 \\ na &\geq nb \end{aligned} \quad (35)$$

- na : Número de retrasos temporales de la salida
- nb : Número de retrasos temporales de la entrada
- nk : Retardo del sistema
- n : Parámetros del modelo

Para determinar el modelo ARX, primero es necesario realizar una normalización simple de las variables, de tal forma que para una entrada cero al modelo se obtenga salida cero. Luego, para seleccionar la estructura y estimar los parámetros del modelo ARX, se minimiza el índice de AIC (expresión (28)) mediante un proceso iterativo. La Figura 30 muestra el índice de AIC para las diferentes estructuras probadas. Cada barra representa la mejor combinación de estructuras con n parámetros.

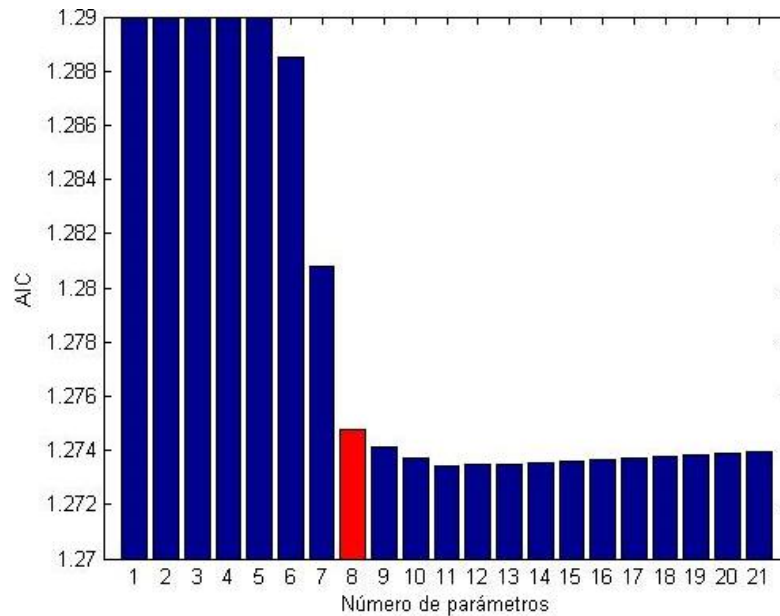


Figura 30: Índice de AIC para estructuras de modelos ARX.

De la Figura 30 se aprecia que la mejor estructura de acuerdo al criterio de AIC corresponde al modelo con 11 parámetros, sin embargo, se selecciona el modelo de 8 parámetros, ya que es posible observar que la contribución a la mejora al seleccionar un modelo más complejo es casi despreciable.

La estructura del modelo ARX seleccionado es:

$$na = 9$$

$$nb = 10$$

$$nk = 1$$

Obteniendo los parámetros del modelo expresados en los polinomios de las expresiones (36), (37) y (38), los cuales se presentan con más detalle en la Tabla 19 del Anexo B.

$$A(q) = 1 + 1,6308q^{-1} - 0,5128q^{-2} - 0,1293q^{-3} + 0,0112q^{-9} \quad (36)$$

$$B(q) = 0,1845q^{-1} - 0,1561q^{-2} - 0,0137q^{-10} \quad (37)$$

$$cte = -0,0102 \quad (38)$$

A modo de medida de precisión del modelo ARX para su posterior comparación, se ha calculado el error RMS para cada conjunto de datos a un paso correspondiente a 39 [s] y a 15 pasos equivalente a 585 [s] (~10 [min]) de operación de la planta, obteniendo los resultados presentados en la Tabla 5.

Tabla 5: Error RMS del modelo ARX.

Conjunto de datos	RMS a 1 paso [°C]	RMS a 15 pasos [°C]
Entrenamiento	1,9113	14,7750
Test	2,0776	17,4934
Validación	1,6065	15,5926
Día tipo 1	0,5432	11,3587
Día tipo 2	0,6586	9,1984

4.3.1.2. Modelo autorregresivo integral con entrada exógena.

Un modelo autorregresivo integral con entrada exógena (ARIX) se emplea preferentemente en control predictivo, pues incorpora la integración del ruido que modifica sus características estadísticas (Neyra Hau Yon, 2009). Se denota y define como lo indica la expresión polinomial (39), con los polinomios $A(q)$ y $B(q)$ presentado en (32) y (33) respectivamente.

$$A(q)y(t) = B(q)u(t - nk) + \frac{e(t)}{\Delta} \quad (39)$$

El cual puede ser expresado de la siguiente forma:

$$A(q)\Delta y(k) = B(q)\Delta u(k - nk) + w(t) \quad (40)$$

$$A(q)(y(k) - y(k - 1)) = B(q)(u(k - nk) - u(k - nk - 1)) + w(k) \quad (41)$$

Por lo que este modelo trabaja sobre las diferencias en las variables de salida y entrada con sus respectivos retardos.

De forma análoga a la determinación del modelo ARX, para seleccionar la estructura y estimar los parámetros del modelo ARIX, se minimiza el índice de AIC (expresión (28)) mediante un proceso iterativo. La Figura 31 muestra el índice de AIC para las diferentes estructuras probadas de n parámetros.

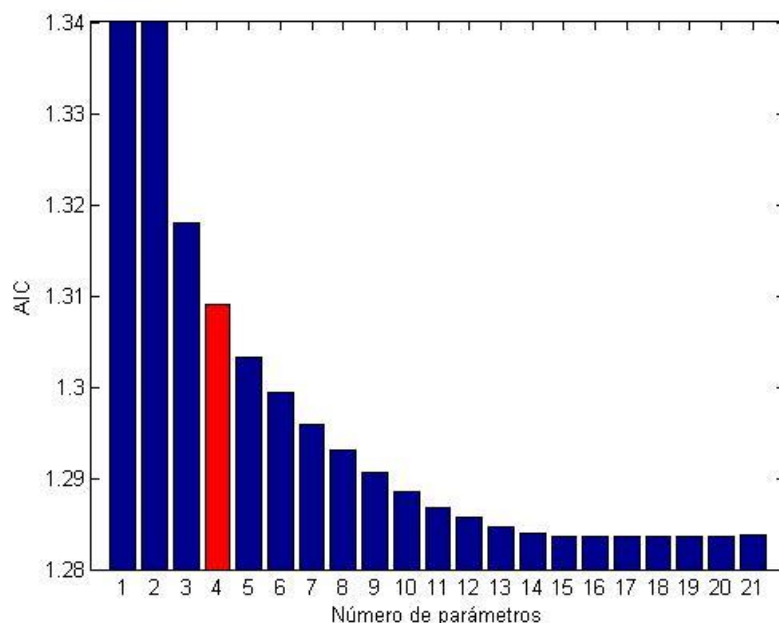


Figura 31: Índice de AIC para estructuras de modelos ARIX.

En la Figura 31, es posible apreciar que a medida que el modelo cuenta con más parámetros, el índice de AIC disminuye, sin embargo, se ha seleccionado un modelo de 4 parámetros ya que la contribución a la mejora al seleccionar un modelo más complejo es menor al 0,005 en la evaluación con este criterio, considerando además que se desea evitar el efecto de sobreajuste al conjunto de datos de entrenamiento mencionado con anterioridad.

La estructura del modelo ARIX seleccionado es:

$$na = 2$$

$$nb = 1$$

$$nk = 1$$

Obteniendo los parámetros del modelo expresados en los polinomios de las expresiones (42), (43) y (44), los cuales se presentan con más detalle en la Tabla 20 del Anexo B.

$$A(q) = 1 + 0,7036q^{-1} + 0,0999q^{-2} \quad (42)$$

$$B(q) = 0,1838q^{-1} \quad (43)$$

$$cte = 0,0010 \quad (44)$$

Para estimar la precisión del modelo ARIX para su posterior comparación con otros modelos, se ha calculado el error RMS para cada conjunto de datos a un paso y a 15 pasos, presentado en la Tabla 6.

Tabla 6: Error RMS del modelo ARIX.

Conjunto de datos	RMS a 1 paso [°C]	RMS a 15 pasos [°C]
Entrenamiento	1,3087	9,1195
Test	1,4384	9,8841
Validación	1,1463	8,2953
Día tipo 1	0,4792	5,1010
Día tipo 2	0,6529	5,0803

A partir de los resultados preliminares presentados en las Tabla 5 y Tabla 6 es posible determinar que el modelo lineal ARIX presenta un mejor desempeño en términos de error RMS comparados con el modelo lineal ARX. En consecuencia a estos alcances, el diseño del modelo difuso propuesto a continuación se compone de modelos lineales ARIX en cada una de sus reglas.

4.4.2. Modelación no lineal.

4.3.1.3. Modelo difuso de Takagi & Sugeno.

En general, un modelo no-lineal puede ser implementado en procesos que no cumplen con los principios de proporcionalidad y superposición. Estos modelos permiten describir el comportamiento del sistema en distintos puntos de operación a diferencia de un modelo lineal (Neyra Hau Yon, 2009). La estructura de un modelo no lineal autorregresivo con variable exógena viene dado por la siguiente ecuación (Chen, et al., 1989):

$$y(k) = f(x(k)) \quad (45)$$

$$x(k) = \begin{bmatrix} y(k-1) \\ \vdots \\ y(k-na) \\ u(k-nk) \\ \vdots \\ u(k-nk-nb) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_{na} \\ x_{na+1} \\ \vdots \\ x_{na+nb} \end{bmatrix} \quad (46)$$

Donde $y(k)$ es la variable de salida, f es la función no lineal que describe el comportamiento del sistema, $x(k)$ es el vector de las variables de entrada del modelo y $u(k)$ corresponde a la entrada del proceso.

Particularmente, la función no lineal f en los modelos difusos de Takagi & Sugeno (T&S) se define de acuerdo a la siguiente expresión (Takagi & Sugeno, 1985).

Si

$$\begin{aligned} & y(k-1) \text{ es } A_1^r \text{ y } \dots \text{ y } y(k-na) \text{ es } A_{na}^r \text{ y } \dots \text{ y} \\ & u(k-nk) \text{ es } A_{na+1}^r \text{ y } \dots \text{ y } u(k-nb-nk) \text{ es } A_{na+nb}^r \end{aligned}$$

entonces

$$\begin{aligned} y_r(k) = & g_0^r + g_1^r y(k-1) + \dots + g_{na}^r y(k-na) + g_{na+1}^r u(k-nk-1) + \dots \\ & + g_{na+nb}^r u(k-nk-nb) \end{aligned} \quad (47)$$

Donde A_i^r son conjuntos difusos, g_i^r son los parámetros de las consecuencias e y_r es la salida de la regla r . En este caso las variables de entrada de las premisas de cada regla son combinadas utilizando operadores lógicos “y” y las variables de salida, dadas por modelos lineales, consideran las distintas zonas de operación.

La salida del modelo difuso de T&S es determinada dándole distintos pesos a la salida de cada regla y_r , según su grado de activación ω_r , como se muestra en la expresión (48).

$$y(k) = \frac{\sum_{r=1}^{N_r} \omega_r y_r(k)}{\sum_{r=1}^{N_r} \omega_r} \quad (48)$$

Donde N_r es el número de reglas y el grado de activación ω_r es definido por:

$$\omega_r = \mu_1^r \dots \mu_i^r \dots \mu_{na+nb}^r \quad (49)$$

Con μ_i^r correspondiente al grado de pertenencia del conjunto difuso A_i^r . La función de pertenencia empleada en el modelo difuso de la presente aplicación corresponde a una función gaussiana presentada en la expresión (50).

$$\mu_i^r = e^{-0.5(a_i^r(x_i-b_i^r)^2)} \quad (50)$$

Donde a_i^r y b_i^r son parámetros de las funciones de pertenencia y x_i es una variable de entrada del modelo definida en la ecuación (46).

La idea principal de este tipo de modelo es representar el comportamiento del sistema no-lineal a través de distintas ecuaciones lineales combinadas por lógica difusa, tal como se muestra de forma simplificada en la Figura 32.

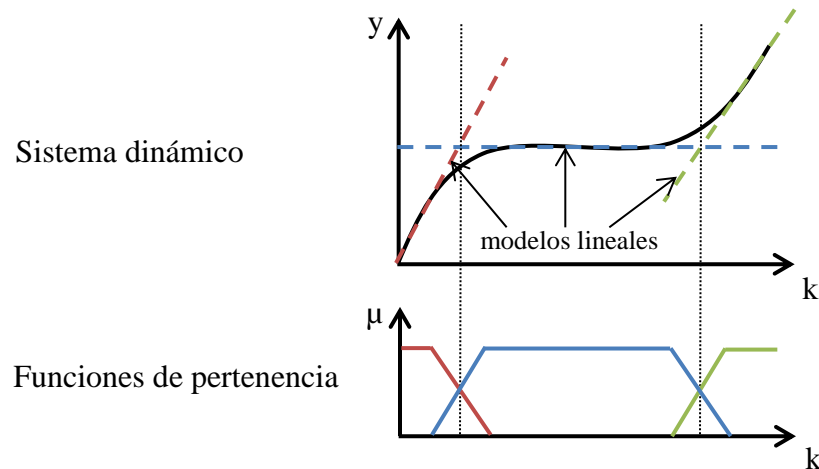


Figura 32: Aproximación lineal con modelo de T&S.

4.3.1.4. Identificación difusa.

Los principales pasos en el procedimiento de identificación basado en lógica difusa se presenta en la Figura 33.

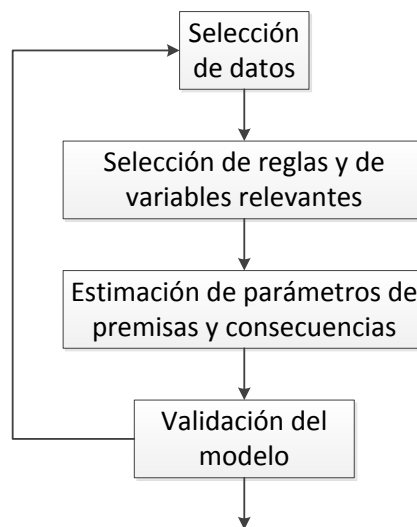


Figura 33: Proceso de identificación de un modelo difuso (Takagi & Sugeno, 1985).

Como primer paso, es necesario seleccionar los datos del proceso que contengan suficiente información para cubrir las diferentes zonas de operación de la planta. Los datos seleccionados para el procedimiento de identificación y su división en los conjuntos de entrenamiento, test y validación han sido detallados en la sección 4.1.

Dadas las características del sistema y los resultados obtenidos en la modelación lineal, se considera suficiente emplear inicialmente los siguientes parámetros para construir el modelo inicial de T&S:

$$\begin{aligned} na &= 10 \\ nb &= 10 \\ nk &= 1 \end{aligned}$$

De esta forma, el modelo tiene la siguiente estructura inicial:

$$y(k) = f_{T\&S}(y(k-1), \dots, y(k-10), u(k-1), \dots, u(k-10)) \quad (51)$$

Siguiendo con el proceso de identificación, se realizó la optimización de la cantidad de reglas, que en este caso a la vez coincide con la cantidad de *clusters*. Para ello, se calcula el error RMS del modelo inicial los conjuntos de entrenamiento y test, variando el número de *clusters* desde 1 hasta 6. El criterio de optimización consiste en minimizar el error RMS a un paso de predicción del conjunto de test, sin que aumente en el conjunto de entrenamiento. Los resultados del procedimiento se muestran en la Figura 34.

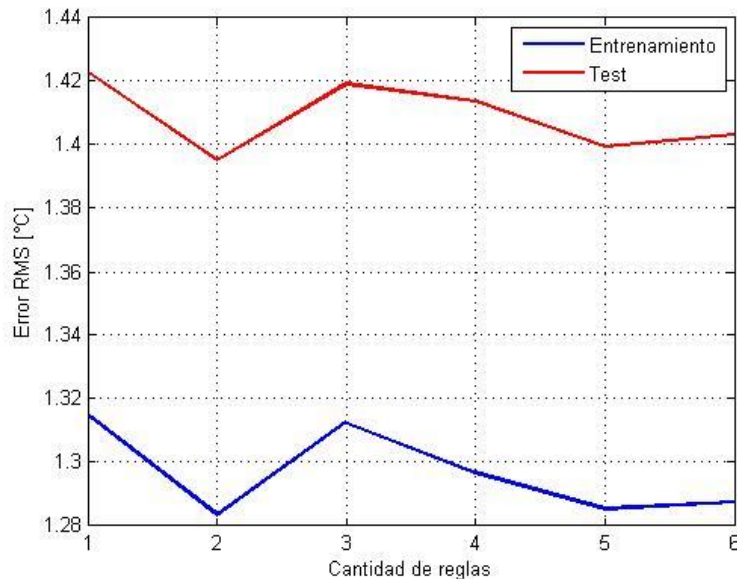


Figura 34: Error cuadrático medio en función del número de reglas.

Al observar la escala del error RMS, es posible notar leves variaciones menores a los 0,03 [°C] en ambos conjuntos de datos en función de la cantidad de reglas. De acuerdo a este criterio, y por simplicidad, se construirá un modelo difuso donde se genera el menor error RMS en el conjunto de test, es decir un modelo compuesto de dos reglas.

A continuación, se procede a la selección de variables relevantes del modelo, lo cual se realiza mediante un método heurístico empleando el criterio regular presentado en la sección 4.3.

Los resultados obtenidos en este procedimiento se presentan de forma completa en la Tabla 23 (Anexo B) y de forma sintetizada en la Tabla 7, mostrando los menores índices RC de cada paso. Bajo este criterio, las variables relevantes del sistema corresponden a las obtenidas en el paso 4.

Tabla 7: Variables relevantes por criterio regular.

	Variables de entrada	RC	RMS [°C]
Paso 1	$y(k - 1)$	2,4032	1,6879
Paso 2	$y(k - 1), u(k - 1)$	1,7797	1,4431
Paso 3	$y(k - 1), u(k - 1), u(k - 4)$	1,6906	1,4321
Paso 4	$y(k - 1), u(k - 1), u(k - 4), u(k - 8)$	1,6622	1,4308
Paso 5	$y(k - 1), u(k - 1), u(k - 4), u(k - 6), u(k - 8)$	1,7055	1,4269

Luego, el modelo es evaluado empleando el conjunto de test. En este proceso, se buscarán las variables relevantes de entrada que no hayan sido incluidas a través de la minimización del error RMS a 15 pasos, obteniendo los resultados presentados en la Tabla 24 (Anexo B) y en la Tabla 8 de forma resumida.

Tabla 8: Variables relevantes por error RMS en conjunto de test.

	Variables de entrada	RMS a 15 pasos [°C]
Paso 0	$y(k - 1),$ $u(k - 1), u(k - 4), u(k - 8)$	8,9258
Paso 1	$y(k - 1), y(k - 7)$ $u(k - 1), u(k - 4), u(k - 8)$	7,7551
Paso 2	$y(k - 1), y(k - 6), y(k - 7)$ $u(k - 1), u(k - 4), u(k - 8)$	7,4282
Paso 3	$y(k - 1), y(k - 5), y(k - 6), y(k - 7)$ $u(k - 1), u(k - 4), u(k - 8)$	6,8997
Paso 4	$y(k - 1), y(k - 5), y(k - 6), y(k - 7), y(k - 10)$ $u(k - 1), u(k - 4), u(k - 8)$	7,0655

Finalmente, la estructura del modelo difuso de T&S seleccionado es:

$$na = 7$$

$$nb = 8$$

$$nk = 1$$

Quedando definido por la expresión (52).

R^r : Si

$y(k-1)$ es A_1^r y $y(k-5)$ es A_2^r y $y(k-6)$ es A_3^r y $y(k-7)$ es A_4^r y
 $u(k-1)$ es A_5^r y $u(k-4)$ es A_6^r y $u(k-8)$ es A_7^r

entonces

$$y_r(k) = g_0^r + g_1^r y(k-1) + g_2^r y(k-5) + g_3^r y(k-6) + g_4^r y(k-7) + g_5^r u(k-1) + g_6^r u(k-4) + g_7^r u(k-8) + w(k)/\Delta$$

$$r = \{1,2\}$$

(52)

Con los parámetros de las consecuencias del modelo diseñado presentadas en la Tabla 9.

Tabla 9: Parámetros de las consecuencias del modelo de T&S.

regla	g_0^r	g_1^r	g_2^r	g_3^r	g_4^r	g_5^r	g_6^r	g_7^r
1	0,0195	0,7972	-0,0208	-0,0109	-0,0446	0,0964	0,0229	0,0062
2	0,0187	0,7830	-0,0080	-0,0129	-0,0522	0,1403	0,0258	0,0083

Las funciones de pertenencia para todas las variables del modelo de T&S se presentan en la Figura 35.

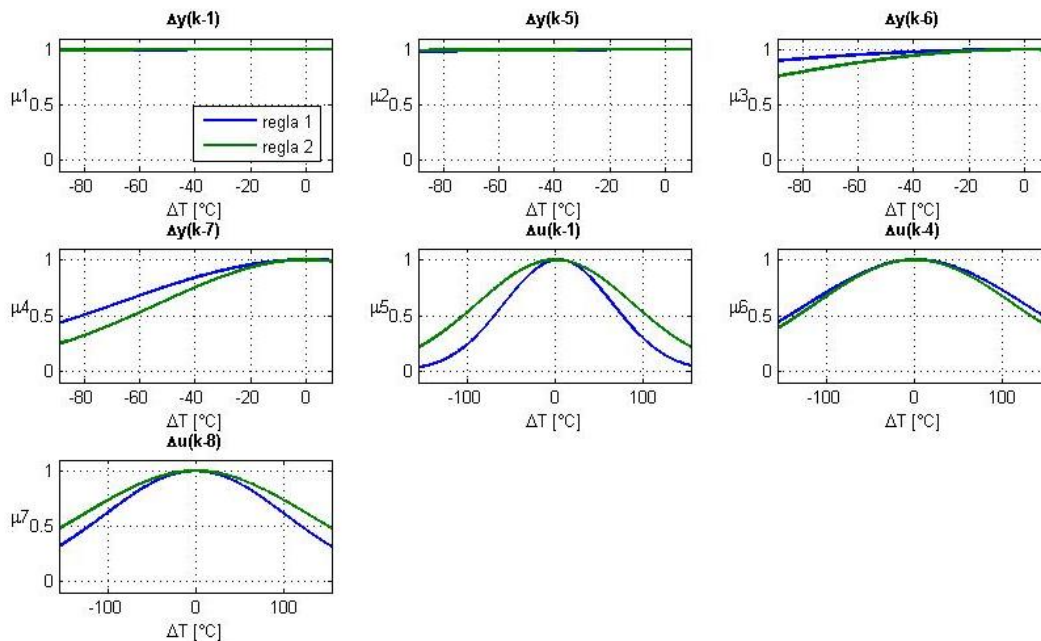


Figura 35: Funciones de pertenencia de las variables del modelo de T&S.

En la Figura 35 es posible observar la superposición de las funciones de pertenencia de ambas reglas en cada una de las variables, por lo que cada regla se activaría de forma simultánea. El fenómeno que indica la tendencia lineal del proceso, donde la zona de operación del sistema queda definida naturalmente en la vecindad de dichas funciones.

Tanto los parámetros de las premisas como de las consecuencias se presentan con mayor detalle en las Tabla 21 y Tabla 22 del Anexo B.

4.3.1.5. Desempeño del modelo de Takagi & Sugeno.

Análogamente a los procedimientos de modelación lineal ARX y ARIX, para estimar la precisión del modelo difuso de T&S para su comparación con respecto a los modelos lineales diseñados, se ha calculado el error RMS para cada conjunto de datos. Los resultados se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10: Error RMS del modelo de T&S.

Conjunto de datos	RMS a 1 paso [°C]	RMS a 15 pasos [°C]
Entrenamiento	1,3392	6,4473
Test	1,4537	6,8997
Validación	1,1412	5,7225
Día tipo 1	0,3798	2,8237
Día tipo 2	0,3942	2,6154

4.5. Comparación de los modelos empíricos.

A continuación se comparará el desempeño de los distintos modelos diseñados a través del error RMS de cada caso. En las Tabla 11 y Tabla 12 se muestra un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 11: Resumen de error RMS a 1 paso.

Conjunto de datos	Modelo ARX [°C]	Modelo ARIX [°C]	Modelo de T&S [°C]
Entrenamiento	1,9113	1,3087	1,3392
Test	2,0776	1,4384	1,4537
Validación	1,6065	1,1463	1,1412
Día tipo 1	0,5432	0,4792	0,3798
Día tipo 2	0,6586	0,6529	0,3942

Tabla 12: Resumen de error RMS a 15 pasos.

Conjunto de datos	Modelo ARX [°C]	Modelo ARIX [°C]	Modelo de T&S [°C]
Entrenamiento	14,7750	9,1195	6,4473
Test	17,4934	9,8841	6,8997
Validación	15,5926	8,2953	5,7225
Día tipo 1	11,3587	5,1010	2,8237
Día tipo 2	9,1984	5,0803	2,6154

A partir de la Tabla 11 es posible apreciar que en general el modelo ARX presenta mayores valores de error que el modelo ARIX y el modelo de T&S, mientras que estos últimos presentan un desempeño comparable en los conjuntos de entrenamiento, test y validación. Con respecto al comportamiento en días de operación real (Día tipo 1 y 2), el modelo de T&S presenta un desempeño mejor al obtenido por los modelos lineales.

Por otro lado, en la Tabla 12 se observa un buen desempeño de los modelos diseñados con integración del error, pues su error relativo de predicción a 15 pasos se encuentra en torno al 4%. Sin embargo, el error RMS obtenido en el modelo de T&S es inferior a cualquier modelo lineal en todos los conjuntos de datos evaluados, por lo que se considera el mejor modelo predictivo diseñado.

En las Figura 36 y Figura 37, se presenta la comparación gráfica a 15 pasos de los modelos en los días de operación real, en que es posible observar que frente a cambios de la temperatura de referencia T_r , el modelo ARIX, y en mayor medida el modelo de T&S, se ajustan de mejor forma que el modelo ARX. Asimismo, el modelo de T&S presenta un mejor comportamiento frente a perturbaciones generadas por la temperatura de entrada del aceite al campo colector T_{in} , tal como es posible distinguir a partir de las 15:00 horas en la Figura 37.

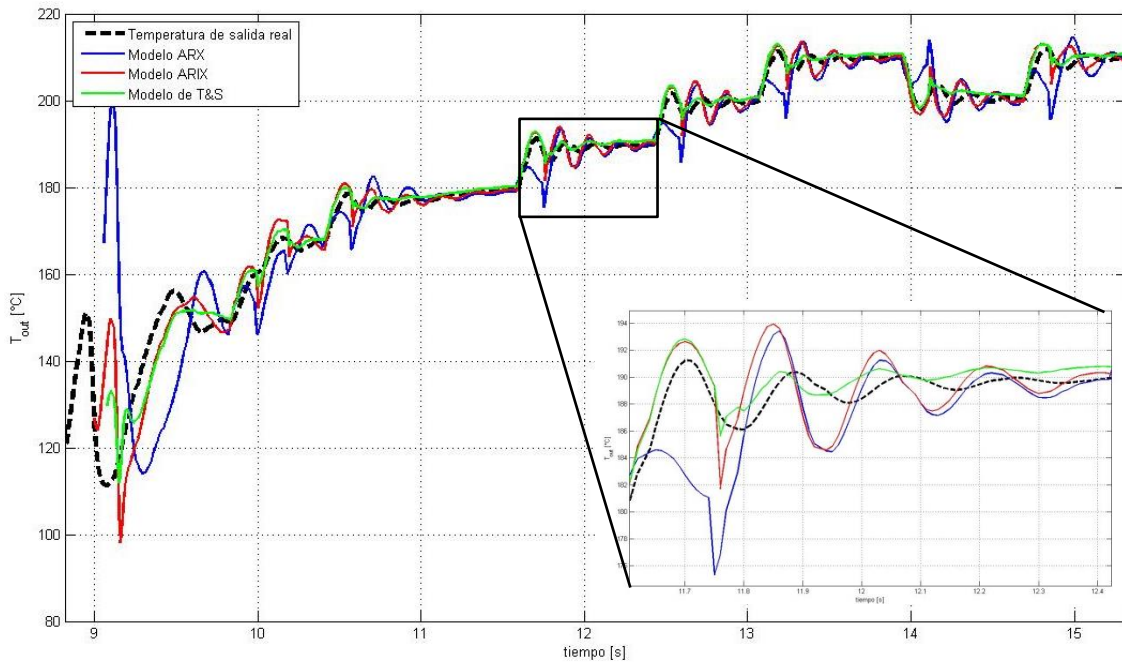


Figura 36: Predicción a 15 pasos en día tipo 1.

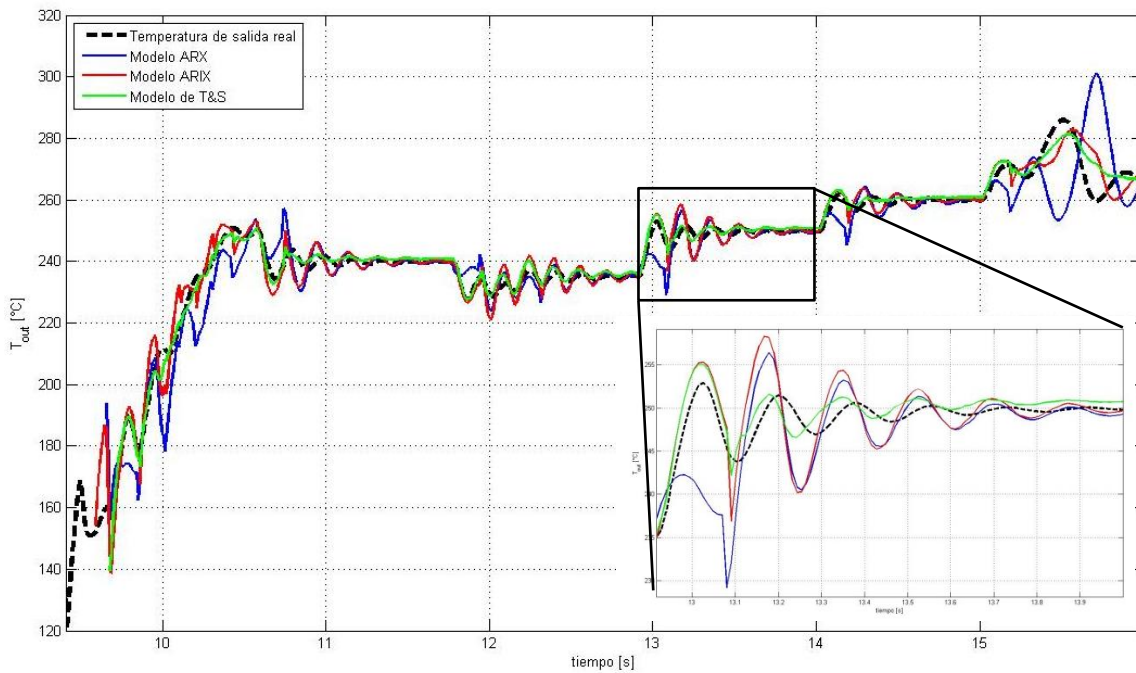


Figura 37: Predicción a 15 pasos en día tipo 2.

Basado en los resultados presentados y en la metodología propuesta, se procede en el Capítulo 5. al diseño controladores predictivos basados los modelos ARIX y de T&S identificados.

Capítulo 5. Diseño de la estrategia de control supervisor.

Los controladores PI y prealimentado implementados actualmente en la planta de colectores solares y presentados en la sección 3.2. corresponden a estrategias de control regulatorio, que a pesar de su simpleza, cumplen con su función de control de manera eficaz. Sin embargo, no incluyen criterios de optimización que incorpore costos operaciones, como por ejemplo la minimización de la variación de la variable manipulada. Una forma de incluir y caracterizar los objetivos del sistema de control, sus restricciones y otros criterios adicionales consiste en la implementación de control predictivo basado en modelos (MPC).

En general, cuando se pretende mejorar el comportamiento de una planta, se propone la implementación de un control predictivo, sin embargo, cuando ya con anterioridad se ha realizado una inversión importante en la instalación de controladores PI o PID, se debe idear una manera de mejorar el sistema ya existente. La solución a este problema consiste en implementar el control predictivo a nivel supervisor que mejorará el nivel de desempeño de la planta, sin necesidad de eliminar el control regulatorio anterior (Sáez, et al., 2002).

En el presente trabajo se han diseñado dos MPC en modo supervisor para la planta de colectores solares: un primer controlador creado a partir del modelo ARIX y un segundo controlador utilizando el modelo de T&S denominado control predictivo difuso o MPC difuso. La configuración propuesta del MPC supervisor se presenta en la Figura 38.

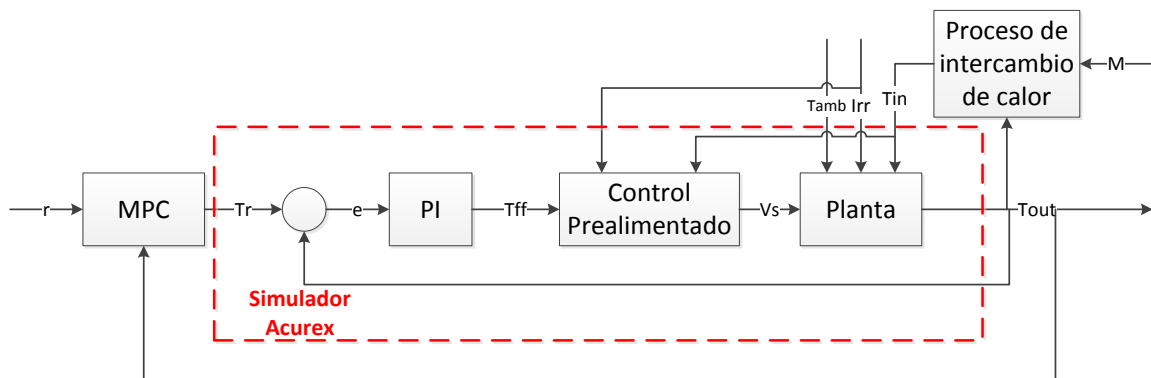


Figura 38: Lazo de control MPC supervisor.

La función objetivo o de costo utilizada para la obtención de la ley de control aplicada a la planta está dada por la expresión (53):

$$J = J_y + J_{\Delta u} \quad (53)$$

$$J_y = \sum_{j=N_1}^{N_2} \delta(j)[r(k+j) - \hat{y}(k+j|k)]^2 \quad (54)$$

$$J_{\Delta u} = \sum_{i=1}^{N_u} \lambda(i)[\Delta u(k+i-1)]^2 \quad (55)$$

Dónde:

- $\hat{y}(k+j|k)$: Salida predicha para el instante $k+j$ en el instante k
- $r(k+j)$: Trayectoria de referencia deseada
- $\Delta u(k+i)$: Variación de la acción de control
- $\delta(j)$ y $\lambda(i)$: Pesos relativos que ponderan el comportamiento futuro
- N_1 : Horizonte mínimo de predicción
- N_2 : Horizonte máximo de predicción
- N_u : Horizonte de control

Nótese que el término J_y corresponde a una función de seguimiento que busca minimizar el error de seguimiento, obteniendo así un controlador de varianza mínima. Por otro lado, el término $J_{\Delta u}$ consiste en una función que busca reducir las variaciones en la variable manipulada o acciones de control (Sáez, 2007).

Tanto los horizontes de predicción y control como los pesos relativos de cada término de la función objetivos corresponden a parámetros de sintonización del controlador a diseñar. Por simplicidad se hará la siguiente consideración en los coeficientes de ponderación:

$$\begin{aligned} \delta(j) &= 1 \\ \lambda(i) &= \lambda \end{aligned}$$

Considerando que los modelos identificados han sido evaluados a 15 pasos y que no se hace referencia a restricciones de control en (Berenguel, et al., 1997), se darán los siguientes horizontes de predicción y control:

$$\begin{aligned} N_1 &= 1 \\ N_2 &= 15 \\ N_u &= 15 \end{aligned}$$

Dejando de esta manera a λ como único parámetro de sintonización para ambos MPC, lo cual se realizará mediante las medidas del desempeño a través del error de regulación de la definición (57) y energía total de control de la definición (58) (Ponce, et al., 2012).

$$\eta = \eta_y + \lambda \cdot \eta_{\Delta u} \quad (56)$$

$$\eta_y = \frac{1}{k_T} \sum_{t=1}^{k_T} (y(t) - r(t))^2 \quad (57)$$

$$\eta_{\Delta u} = \frac{1}{k_T} \sum_{t=1}^{k_T} \Delta u(t)^2 \quad (58)$$

Dónde k_T es el tiempo total de simulación.

El diseño del control predictivo a partir de un modelo identificado de la planta se describirá por paso en la sección 5.1.1.

5.1. Diseño del control predictivo.

5.1.1. Procedimiento de diseño analítico del control predictivo generalizado.

El primero paso del diseño de los controladores predictivos generalizados (GPC) es utilizar los modelos ARIX definido en (39) para obtener la predicción a j pasos. De la misma expresión se deduce la expresión (59).

$$y(k+j) = \frac{B(q)}{A(q)} u(k-nk+j) + \frac{w(k+j)}{A(q)\Delta} \quad (59)$$

Con $A(q)$ y $B(q)$ polinomios del modelo lineal de la forma definida en (32) y (33) respectivamente y $1/\Delta$ correspondiente al integrador.

El diseño se realizará mediante sistema de entrada – salida, resolviendo la ecuación diofántica de la expresión (60) propuesto en (Sáez, 2007) para cada paso de predicción.

$$\frac{1}{A(q)\Delta} = E_j + \frac{F_j}{A(q)\Delta} q^{-1} \quad (60)$$

En que la obtención de los polinomios E_j y F_j se realiza en un proceso iterativo, dividiendo por $1/A(q)\Delta$ hasta obtener E_j de grado $j-1$.

Reemplazando la ecuación diofántica en (59) se obtiene (61).

$$y(k+j) = \frac{B(q)}{A(q)}u(k-nk+j) + E_j e(k+j) + \frac{F_j}{A\Delta}w(t) \quad (61)$$

Por otro lado, del modelo ARIX original (39), se define el error en (62).

$$w(k) = A(q)\Delta y(t) - B(q)\Delta u(k-nk) \quad (62)$$

Sustituyendo $w(t)$ en (61), se tiene la expresión (63).

$$y(k+j) = \frac{B(q)}{A(q)}u(k-nk+j) + E_j w(k+j) + F_j y(k) - F_j \frac{B(q)}{A(q)}u(k-nk) \quad (63)$$

Definiendo $G_j \cong B(q)E_j$ se tiene finalmente (64).

$$y(k+j) = G_j \Delta u(k-nk+j) + E_j w(k+j) + F_j y(k) \quad (64)$$

Como se ha mencionado anteriormente, $w(k)$ corresponde a ruido blanco de media cero, por lo tanto, la predicción haciendo uso de la esperanza se define en (65).

$$\mathbb{E}(y(k+j)) = \hat{y}(k+j) = G_j \Delta u(k-nk+j) + F_j y(k) \quad (65)$$

En ambos modelos a emplear se tiene $nk = 1$ y considerando el horizonte de predicción dado, se tiene:

$$\begin{aligned} \hat{y}(k+1) &= G_1 \Delta u(k) + F_1 y(k) \\ \hat{y}(k+2) &= G_2 \Delta u(k+1) + F_2 y(k) \\ &\vdots \\ \hat{y}(k+15) &= G_{15} \Delta u(k+14) + F_{15} y(k) \end{aligned} \quad (66)$$

Por lo que la expresión (65) puede ser representado de forma matricial como (67).

$$\hat{Y} = G\Delta U + F \quad (67)$$

Dónde:

$$G = \begin{bmatrix} g_0 & 0 & \cdots & 0 \\ g_1 & g_0 & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ g_{14} & g_{13} & \cdots & g_0 \end{bmatrix} \quad (68)$$

$$\hat{Y} = [\hat{y}(k+1), \quad \hat{y}(k+2), \quad \cdots, \quad \hat{y}(k+15)]^T \quad (69)$$

$$\Delta U = [\Delta u(k), \quad \Delta u(k+1), \quad \cdots, \quad \Delta u(k+14)]^T \quad (70)$$

$$F = [F(k + 1), \quad F(k + 2), \quad \dots, \quad F(k + 15)]^T \quad (71)$$

En que el vector F agrupa los términos conocidos hasta k , es decir:

$$\begin{aligned} F(k + 1) &= [G_1 - g_0]\Delta u(k) + F_1 y(k) \\ F(k + 2) &= [G_2 - g_1 q^{-1} - g_0]\Delta u(k + 1) + F_2 y(k) \\ &\vdots \end{aligned} \quad (72)$$

Del mismo modo, con las consideraciones mencionadas en los parámetros de ajuste, la función objetivo (53) puede ser presentada de forma matricial como (73).

$$J = (R - \hat{Y})^T (R - \hat{Y}) + \lambda \Delta U^T \Delta U \quad (73)$$

Dónde:

$$R = [r(k + 1), \quad r(k + 2), \quad \dots, \quad r(k + 15)]^T \quad (74)$$

Al reemplazar la definición (67) en la función objetivo (73), se tiene (75).

$$J = (G\Delta U + F - R)^T (G\Delta U + F - R) + \lambda \Delta U^T \Delta U \quad (75)$$

Finalmente al minimizar la función de costos (75) en función de ΔU , se obtiene las acciones de control óptimas, las que están dadas por (76).

$$\Delta U = (G^T G + \lambda I)^{-1} G^T (R - F) \quad (76)$$

Del cual, para efectos del presente trabajo, solo se aplica la primera acción de control $\Delta u(k)$, dado que en el siguiente instante se desplazan tanto los horizontes de predicción como horizonte de control (horizonte móvil), en la que es posible calcular una nueva acción de control para ese instante.

A continuación se presenta los diseños y sintonización de los MPC lineal y MPC difuso en las secciones 5.1.2. y 5.1.3. respectivamente empleando el procedimiento indicado.

5.1.2. Control predictivo lineal.

El diseño del MPC lineal se realizó mediante el proceso indicado en la sección 5.1.1. con el modelo ARIX identificado en la sección 4.3.1.2. y evaluó su comportamiento con distintos valores de λ en el día tipo 1 (Figura 23). El valor escogido del coeficiente λ , que pondera los distintos criterios de optimización del controlador, se determina a través de los índices (57) y (58). Para ello, se ha implementado distintas acciones de control (expresión (76)) en función de λ en busca del equilibrio entre los criterios de optimización, obteniendo los resultados presentados en la Figura 39.

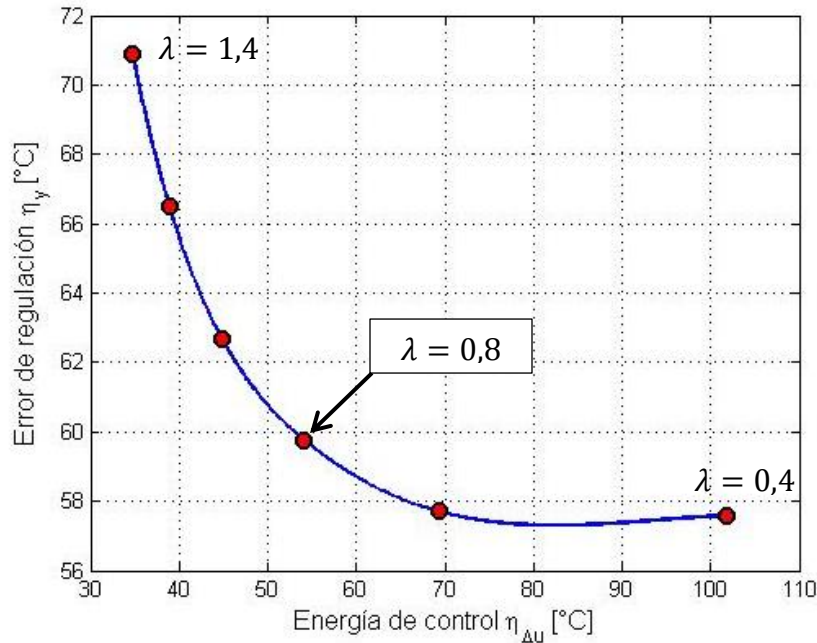


Figura 39: Desempeño del MPC lineal.

De la figura es posible observar el “*tradeoff*” o compromiso entre ambas estadísticas de desempeño. El valor del parámetro de sintonización para el MPC lineal se escogerá donde el valor del índice de desempeño global η de la expresión (56) sea mínima, correspondiente a $\lambda = 0,8$, pues para valores distintos de él, la contribución a la reducción una estadística de desempeño es a través de un costo mayor de la otra. Por otro lado, el sistema de control para $\lambda < 0,4$ es inestable.

De esta forma, el control diseñado se presenta la expresión (77).

$$\Delta u(k) = g_1 r(k+1) + \dots + g_{15} r(k+15) + g_{16} y(k) + \dots + g_{18} y(k-3) \quad (77)$$

En que sus parámetros se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13: Parámetros del MPC lineal.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
g_1	0,2027	g_{10}	0,0476
g_2	0,0419	g_{11}	0,0452
g_3	0,1155	g_{12}	0,0429
g_4	0,0645	g_{13}	0,0413
g_5	0,0787	g_{14}	0,0405
g_6	0,0617	g_{15}	0,0396
g_7	0,0616	g_{16}	-0,4952
g_8	0,0542	g_{17}	-0,4302
g_9	0,0515	g_{18}	-0,0641

5.1.3. Control predictivo difuso.

De manera similar al diseño del MPC lineal, para el proceso de diseño del MPC difuso se realizará el proceso indicado en la sección 5.1.1. para cada modelo lineal que compone el modelo de T&S de dos reglas identificado en la sección 4.3.1.4.

La acción de control del MPC difuso es determinada por los distintos pesos de las acciones Δu_r de cada MPC lineal del modelo difuso, según su grado de activación ω_r definido en (49), como se muestra en la expresión (78).

$$\Delta u = \frac{\sum_{r=1}^{N_r} \omega_r \Delta u_r}{\sum_{r=1}^{N_r} \omega_r} \quad (78)$$

De igual forma al diseño anterior, se selecciona el coeficiente de ponderación λ a través de los índices (57) y (58), implementando el MPC en simulador, para buscar un equilibrio entre los criterios de optimización. De esta forma, se obtienen los resultados presentados en la Figura 40.

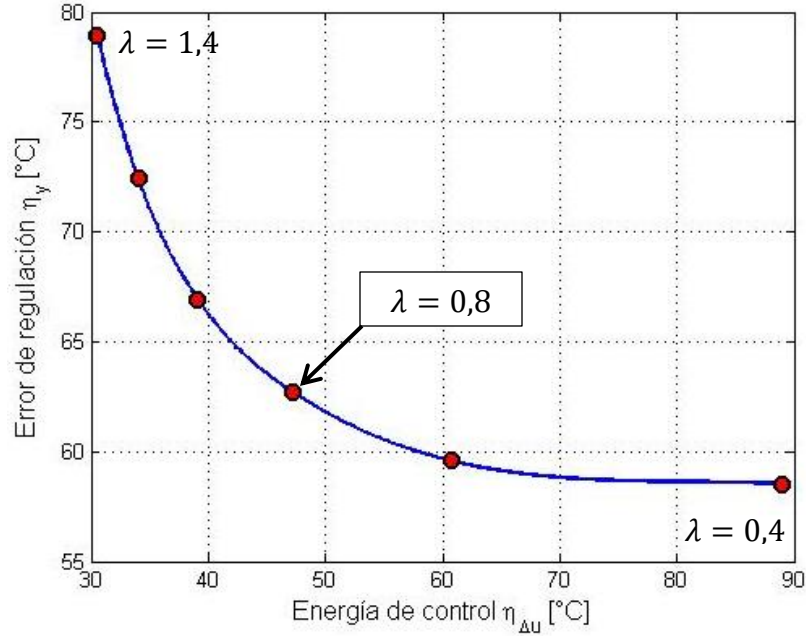


Figura 40: Desempeño del MPC difuso.

En la figura se observa el compromiso entre ambos criterios de desempeño y análogamente al proceso de selección del coeficiente λ del MPC lineal, se escoge el parámetro de sintonización tal que la contribución a la mejora de un parámetro de desempeño a costa del otro sea significativa. De esta manera, el valor escogido corresponde a $\lambda = 0,8$, en donde además el índice de desempeño global es mínimo. De la misma forma, el sistema de control para $\lambda < 0,4$ se vuelve inestable.

El control predictivo difuso diseñado se presenta en la expresión

R^r : Si

$$y(k-1) \text{ es } A_1^r \text{ y } y(k-5) \text{ es } A_2^r \text{ y } y(k-6) \text{ es } A_3^r \text{ y } y(k-7) \text{ es } A_4^r \text{ y} \\ u(k-1) \text{ es } A_5^r \text{ y } u(k-4) \text{ es } A_6^r \text{ y } u(k-8) \text{ es } A_7^r$$

entonces

$$\Delta u_r(k) = g_{11}^r r(k+1) + \dots + g_{15}^r r(k+15) + g_{16}^r \Delta u(k-1) + \dots + g_{22}^r \Delta u(k-7) \\ + g_{23}^r y(k) + \dots + g_{30}^r y(k-7)$$

con índice

$$r = \{1,2\}$$

(79)

En que sus parámetros se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14: Parámetros del MPC difuso.

Regla 1				Regla 2			
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
g_1^1	0,1125	g_{16}^1	-0,0125	g_1^2	0,1571	g_{16}^2	-0,0156
g_2^1	0,0167	g_{17}^1	-0,0118	g_2^2	0,0210	g_{17}^2	-0,0142
g_3^1	0,0866	g_{18}^1	-0,0155	g_3^2	0,1133	g_{18}^2	-0,0202
g_4^1	0,0521	g_{19}^1	-0,0024	g_4^2	0,0586	g_{19}^2	-0,0033
g_5^1	0,0730	g_{20}^1	-0,0029	g_5^2	0,0880	g_{20}^2	-0,0042
g_6^1	0,0527	g_{21}^1	-0,0026	g_6^2	0,0545	g_{21}^2	-0,0037
g_7^1	0,0628	g_{22}^1	-0,0036	g_7^2	0,0714	g_{22}^2	-0,0054
g_8^1	0,0626	g_{23}^1	-0,4581	g_8^2	0,0655	g_{23}^2	-0,4943
g_9^1	0,0542	g_{24}^1	-0,4605	g_9^2	0,0557	g_{24}^2	-0,5158
g_{10}^1	0,0602	g_{25}^1	-0,0040	g_{10}^2	0,0604	g_{25}^2	-0,0045
g_{11}^1	0,0505	g_{26}^1	-0,0006	g_{11}^2	0,0481	g_{26}^2	-0,0013
g_{12}^1	0,0565	g_{27}^1	-0,0061	g_{12}^2	0,0541	g_{27}^2	-0,0066
g_{13}^1	0,0489	g_{28}^1	0,0122	g_{13}^2	0,0442	g_{28}^2	0,0058
g_{14}^1	0,0538	g_{29}^1	-0,0004	g_{14}^2	0,0500	g_{29}^2	-0,0025
g_{15}^1	0,0487	g_{30}^1	0,0256	g_{15}^2	0,0430	g_{30}^2	0,0342

Para determinar el MPC que presenta el mejor comportamiento, se empleará la expresión (56) como índice de evaluación, el cual representa el costo asociado por error de seguimiento y esfuerzos de control, obteniendo los siguientes resultados:

$$\eta_{MPClineal} = 102,98$$

$$\eta_{MPCdifuso} = 100,42$$

La diferencia entre ambos valores radica en que el MPC difuso presenta menores variaciones en acciones de control que el MPC lineal, cuantificando dicho efecto de acuerdo a la expresión (58) en 6,86 [°C]. De este modo, considerando que la reducción de los esfuerzos de control implica un menor dejaste y mayor vida útil de los equipos asociados, se concluye que el MPC difuso, a pesar de tener un grado de complejidad más alto que el MPC lineal, es el control más adecuado para implementar en la planta de colectores solares ACUREX, con el cual se realizarán las pruebas de desempeño de la sección 5.2.

5.2. Resultados y discusión.

Con el controlador predictivo difuso a nivel supervisor ya sintonizado, es necesario realizar pruebas por simulación de la estrategia de control propuesta. Para ello, se comparará su desempeño con respecto a la configuración de control inicial de la Figura 22. de la variable controlada T_{out} y de la variable manipulada V_S correspondiente al caudal de aceite.

Las pruebas realizadas consisten en evaluar el desempeño del MPC difuso frente a cambios en la referencia, frente a perturbaciones en el perfil de radiación y posteriormente en zonas distintas a la de operación del sistema.

La temperatura de entrada de aceite al campo colector, la temperatura ambiente y la radiación solar (Figura 41) utilizadas en la simulación corresponden a la información medida del día tipo 1 mostradas en la Figura 23.

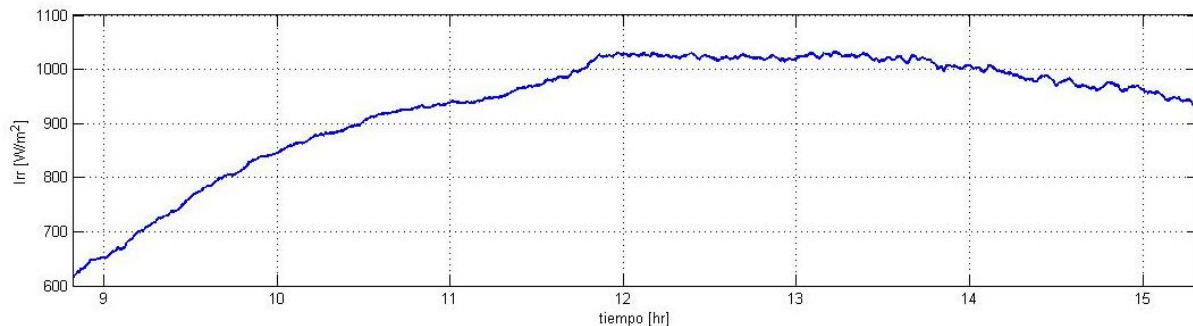


Figura 41: Perfil de radiación solar del día tipo 1.

5.2.1. Evaluación de la respuesta al escalón.

Con frecuencia, las características de desempeño de un sistema de control se especifican en términos de la respuesta transitoria para una entrada escalón, dado que ésta es fácil de generar y es suficientemente drástica.

La respuesta transitoria de un sistema para una entrada escalón depende de las condiciones iniciales, por lo que se considerará como condición inicial cuando el sistema se encuentre en régimen permanente, de modo que la salida sea constante y todas sus derivadas con respecto al tiempo sean despreciables. Así las características de respuesta se comparan con facilidad.

Para evaluar el comportamiento de la respuesta transitoria del sistema de control para una entrada escalón unitario, se calculará el error RMS definido en la expresión (27) en conjunto con los índices presentados a continuación (James, 2002):

- **Sobreimpulso máximo (M_p)**

Porcentaje del valor punta máximo de la curva de respuesta, definido mediante la expresión (80).

$$M_p[\%] = \frac{y(t_p) - y(\infty)}{y(\infty)} \cdot 100\% \quad (80)$$

Donde t_p corresponde al tiempo requerido para que la respuesta alcance el primer pico de sobreimpulso.

- **Tiempo de elevación (t_e)**

Tiempo requerido para que la respuesta pase del 10% al 90% de su valor final.

- **Tiempo de estabilización (t_s)**

Tiempo requerido para que la curva de respuesta llegue y se quede en un rango de un 2% y que se encuentra relacionado con la constante de tiempo del sistema de control.

Los resultados del comportamiento del sistema tradicional (PI) y con control MPC difuso cuando la referencia varía con un escalón de subida se muestran en la Figura 42, cuyos resultados de los índices de evaluación se presentan en la Tabla 15.

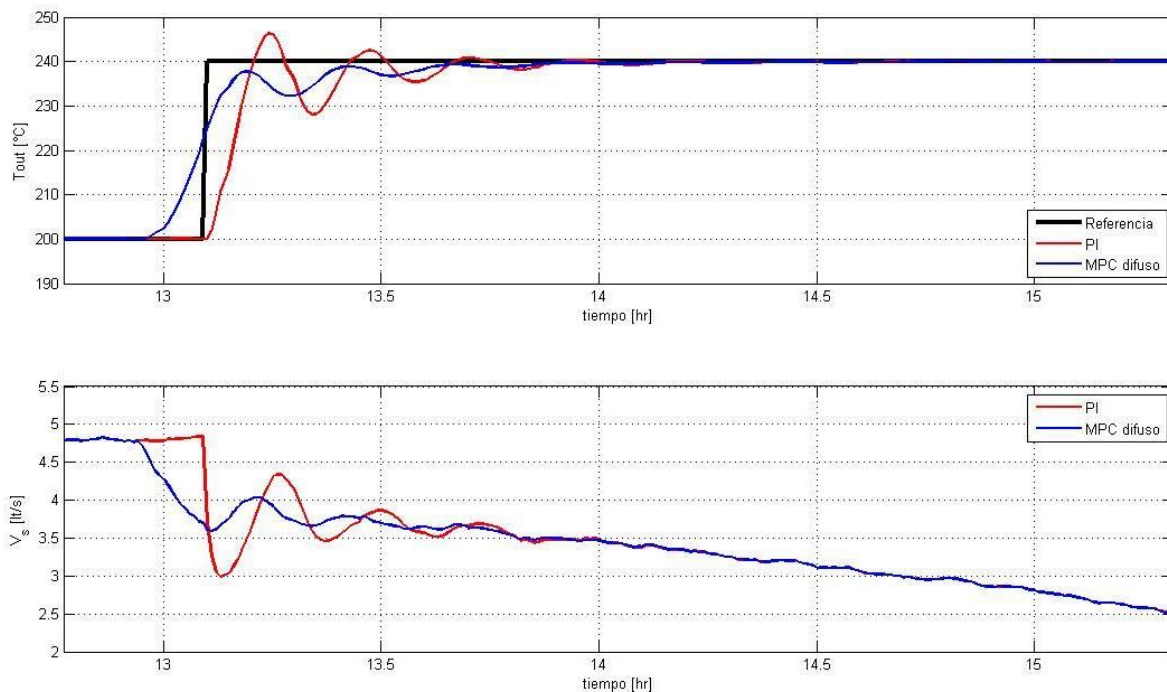


Figura 42: Comportamiento de la planta en escalón de subida.

Tabla 15: Evaluación de controladores en escalón de subida.

	PI	MPC difuso
M_p [%]	2,64	0,00
t_e [min]	4,55	9,10
t_s [min]	91,65	55,25
RMS [°C]	5,67	3,68

Del mismo modo, el comportamiento del sistema original y con control MPC frente a un escalón de bajada en la referencia se presenta en la Figura 43, mientras que los resultados en los índices de desempeño se muestran en la Tabla 16.

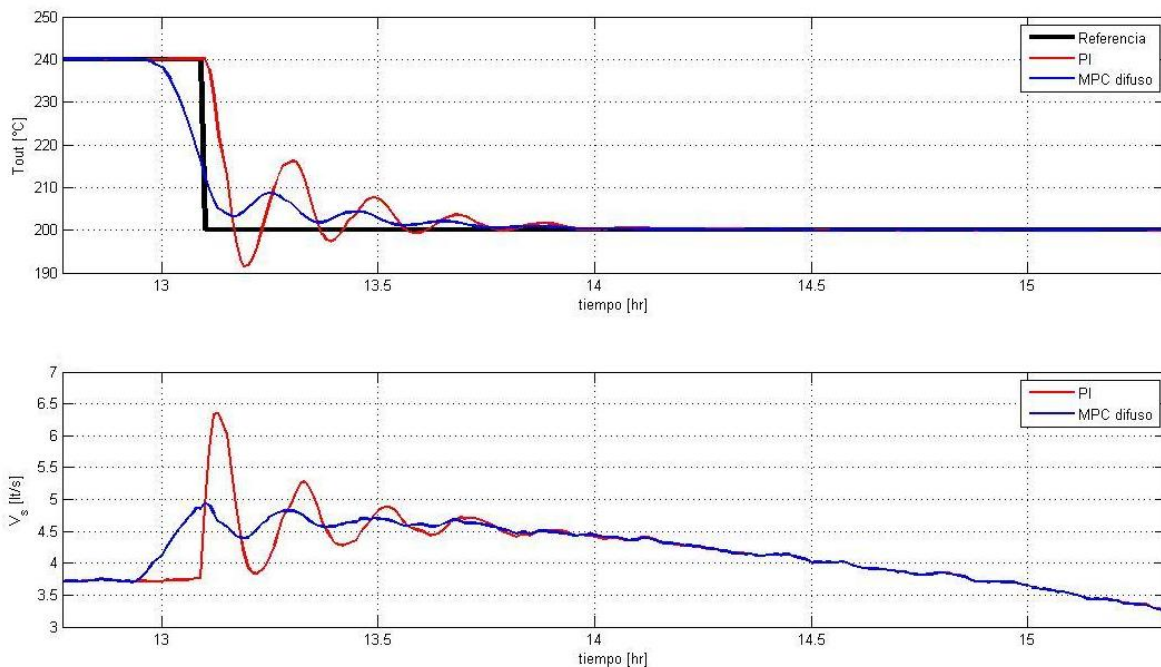


Figura 43: Comportamiento de la planta en escalón de bajada.

Tabla 16: Evaluación de controladores en escalón de bajada.

	PI	MPC difuso
M_p [%]	4,23	0,00
t_e [min]	2,60	8,45
t_s [min]	51,35	57,85
RMS [°C]	5,38	3,75

A partir de ambos resultados presentados en las Tabla 15 y Tabla 16, es evidente que la planta con control MPC tiene un tiempo de elevación t_e mayor, por lo que el sistema es más lento. Sin embargo, el sobreimpulso M_p se reduce considerablemente (particularmente en los casos de estudio es nulo) al igual que el error RMS que disminuye en 2 [°C] aproximadamente. A pesar de estas diferencias, el tiempo de estabilización t_s en ambas configuraciones es comparable.

Por otro lado, la variable manipulada V_s no alcanza un valor constante, observando su decaimiento sostenido a partir de aproximadamente las 13:30 [hr]. Dicho efecto se produce debido a que el perfil de radiación solar directa durante la tarde es decreciente (ver Figura 41). Como consecuencia, el caudal o flujo de aceite debe disminuir con el fin de mantener la temperatura de salida del campo colector T_{out} constante en la referencia deseada.

Bajo este análisis, se considera que la implementación del control MPC a nivel supervisor mejora el comportamiento general del sistema, ya que al reducir el error de seguimiento y al evitar el sobreimpulso del sistema, es posible aumentar el rango operativo de la planta, debido a que el aceite puede alcanzar temperaturas más cercanas a su valor crítico, donde el fluido pierde sus propiedades térmicas.

5.2.2. Perturbación en el perfil de radiación.

La radiación I_{rr} es una de las principales variables que influye en la determinación de la temperatura de salida del aceite del campo colector T_{out} . Dado que las predicciones de radiación presentan un alto grado de incertidumbre en días con nubosidad, es interesante analizar el comportamiento de la planta en su esquema con control PI y con implementación del MPC difuso.

A continuación, en base a lo estudiado en (García García, 2004) y explicado brevemente en el Anexo C, se considera un escenario donde el paso de una nube pasajera bloquea el 25% de la radiación solar directa sobre el campo durante aproximadamente 10 minutos. Los resultados de la simulación para ambos esquemas de control se presentan en la Figura 44.

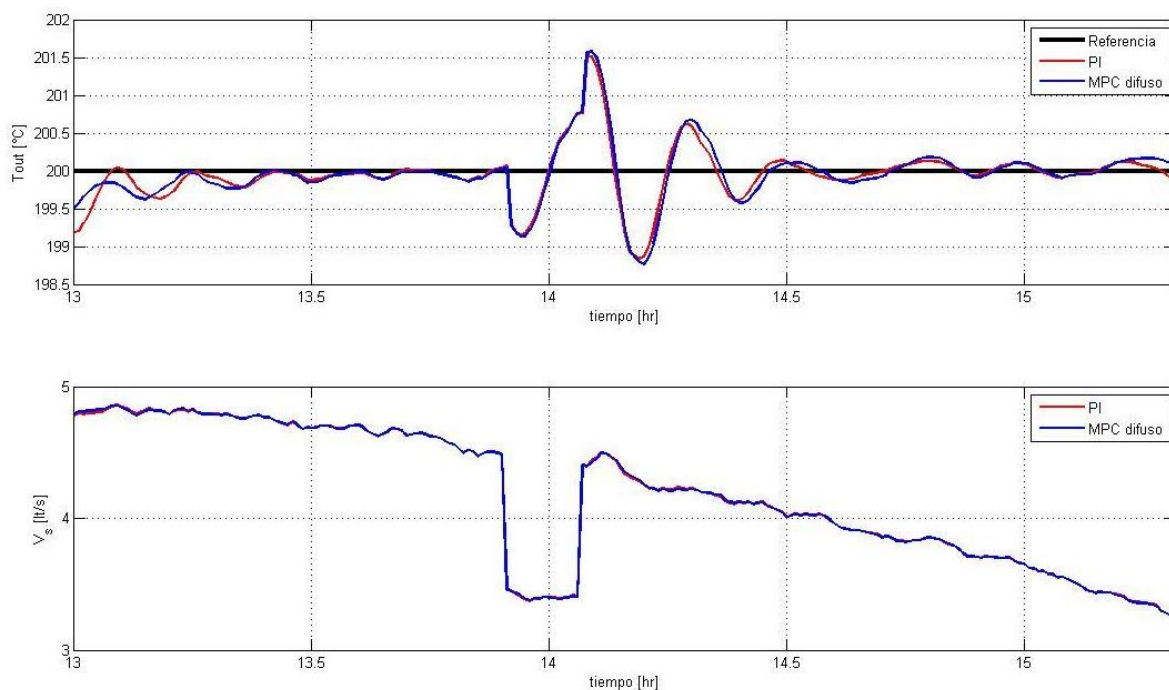


Figura 44: Comportamiento de la planta frente al paso de nube pasajera.

A partir de los resultados presentados, es posible observar que el comportamiento en ambos sistemas es similar. Particularmente la acción del control del controlador prealimentado sobre el caudal de aceite es prácticamente idéntica en los dos casos. Sin embargo, hay que notar que en el caso de la planta con control MPC la sobreoscilación de T_{out} es levemente mayor al sistema original. Para cuantificar los efectos mencionados se muestran los resultados de los índices de desempeño en la Tabla 17.

Tabla 17: Evaluación de controladores bajo perturbación en el perfil de radiación.

	PI	MPC difuso
M_p [%]	0,76	0,79
t_p [min]	7,80	8,45
RMS [°C]	0,3584	0,3858
RMS [%]	0,1792	0,1929

Bajo esta condición, el control MPC difuso no proporciona una mejora evidente sobre la respuesta de la planta por lo que se puede concluir que su implementación no aumenta la robustez del sistema con respecto a cambios drásticos en la radiación solar.

5.2.3. Desintonización del control proporcional-integral.

Finalmente, la última prueba realizada consiste en analizar el desempeño del sistema con un controlador PI mal sintonizado para simular el comportamiento de la planta frente a una falla o comportamiento inesperado en el lazo de control.

Los parámetros del control PI utilizados para esta prueba se presentan a continuación:

$$G_{PI}(z) = \frac{g_0 + g_1 z^{-1}}{1 - z^{-1}} \quad (81)$$

Con:

$$g_0 = 1,65 \rightarrow 1$$

$$g_1 = -1,5675 \rightarrow -0,74$$

En la Figura 45 se presenta los resultados obtenidos en su esquema de control PI y con implementación del MPC difuso supervisor.

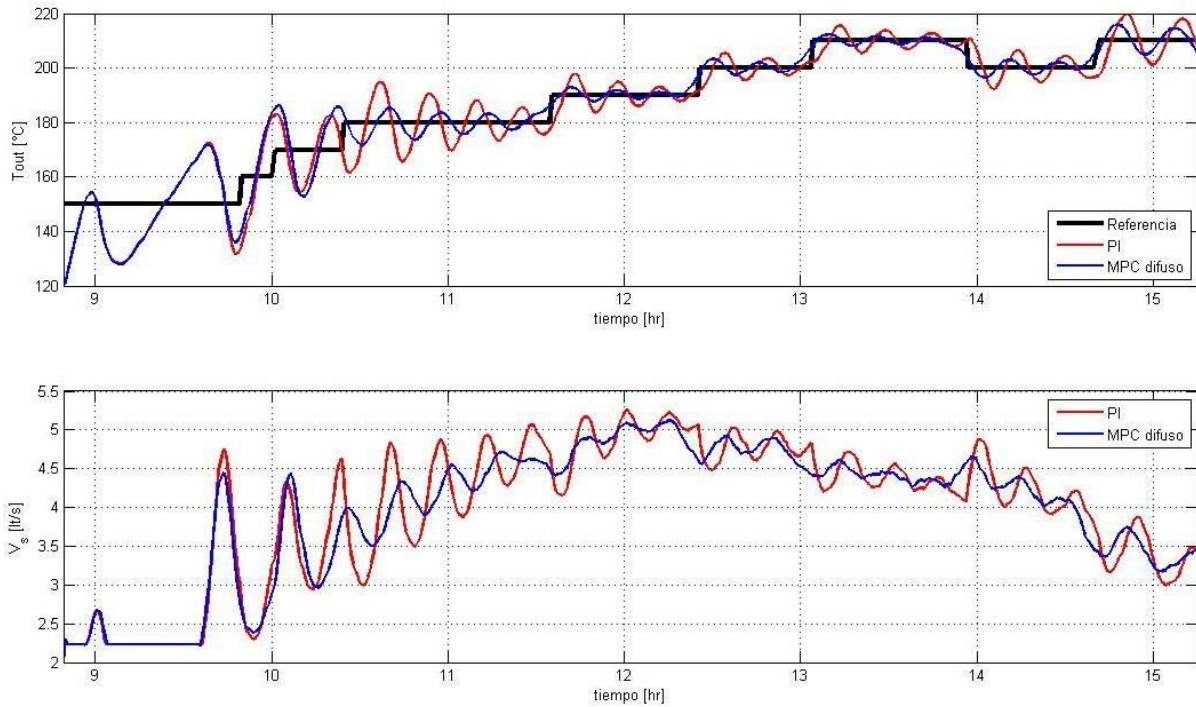


Figura 45: Comportamiento de la planta fuera de la zona de operación (Prueba 1).

Se tiene que el error RMS de la salida con respecto a la referencia dada del día tipo 1 para el esquema de control original sin MPC es de 5,1859 [%], mientras que con la implementación del MPC difuso, dicho error es de 4,6663 [%], es decir, una reducción de un 0,5196 [%]. La Figura 46 muestra el histograma del error del seguimiento.

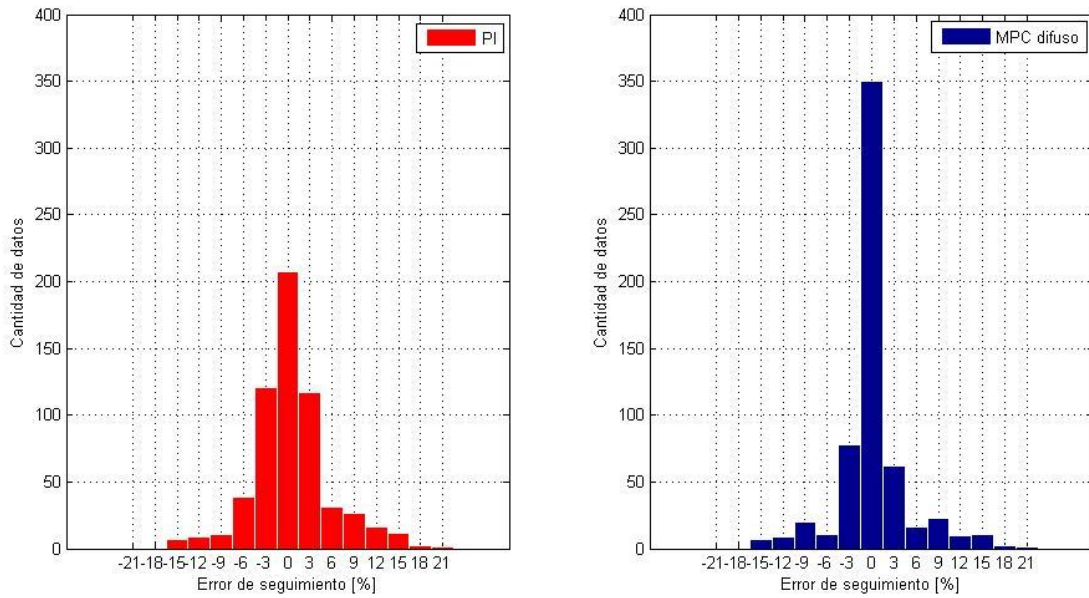


Figura 46: Histograma del error de seguimiento (Prueba 1).

Para observar el comportamiento en periodos más prolongados de régimen permanente de operación de la planta y cuantificar la mejora proporcionada por la adición del MPC difuso, se procede a repetir la prueba con solo dos cambios en la referencia T_r , obteniendo los resultados de la Figura 47, cuyos índices de desempeño de presentan en la Tabla 18.

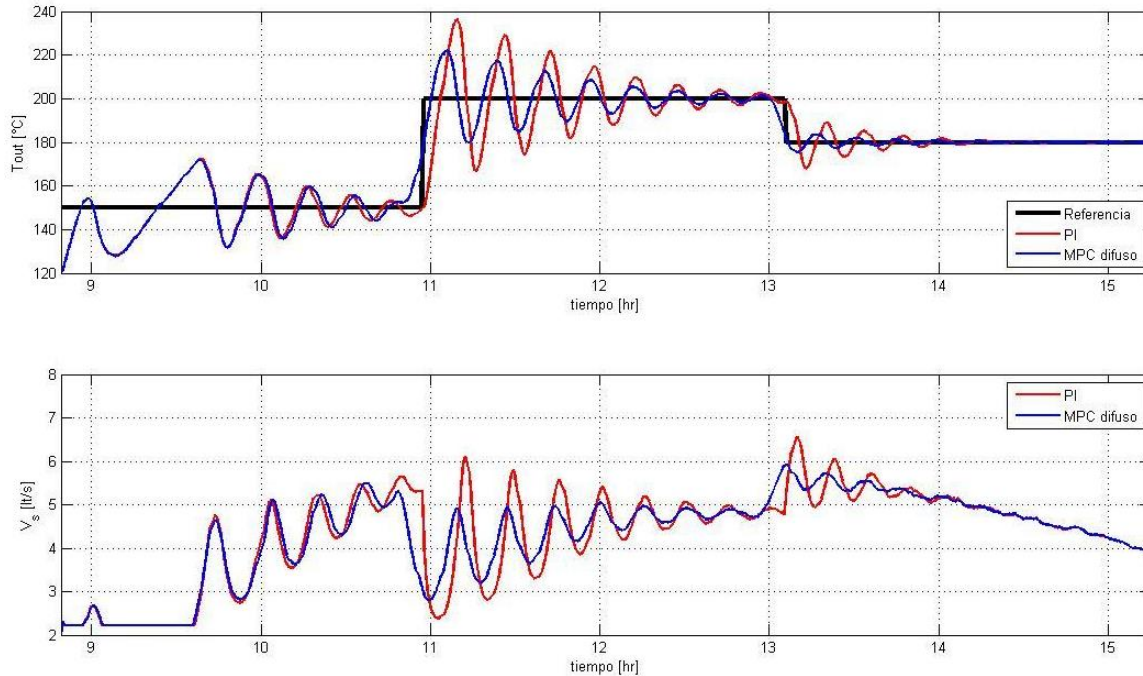


Figura 47: Comportamiento de la planta fuera de la zona de operación (Prueba 2).

Tabla 18: Evaluación de controladores con PI desintonizado.

	Primer escalón		Segundo escalón	
	PI	MPC difuso	PI	MPC difuso
M_p [%]	18,01	11,02	6,67	2,54
t_e [min]	4,55	7,15	4,55	6,50
t_s [min]	100,10	91,65	35,10	13,00

De la Tabla 18, se aprecia que la planta con control MPC tiene un tiempo de elevación t_e mayor, al igual que en las pruebas anteriores. El sobreimpulso M_p , a pesar de no anularse, se reduce considerablemente al igual que el tiempo de estabilización t_s . Se tiene que el error RMS de la salida con respecto a la referencia para el esquema de control original sin MPC es de 6,331 [%], mientras que con la implementación del MPC difuso, dicho error es de 5,181[%], generando una reducción del 1,156 [%]. La Figura 48 muestra el histograma del error del seguimiento.

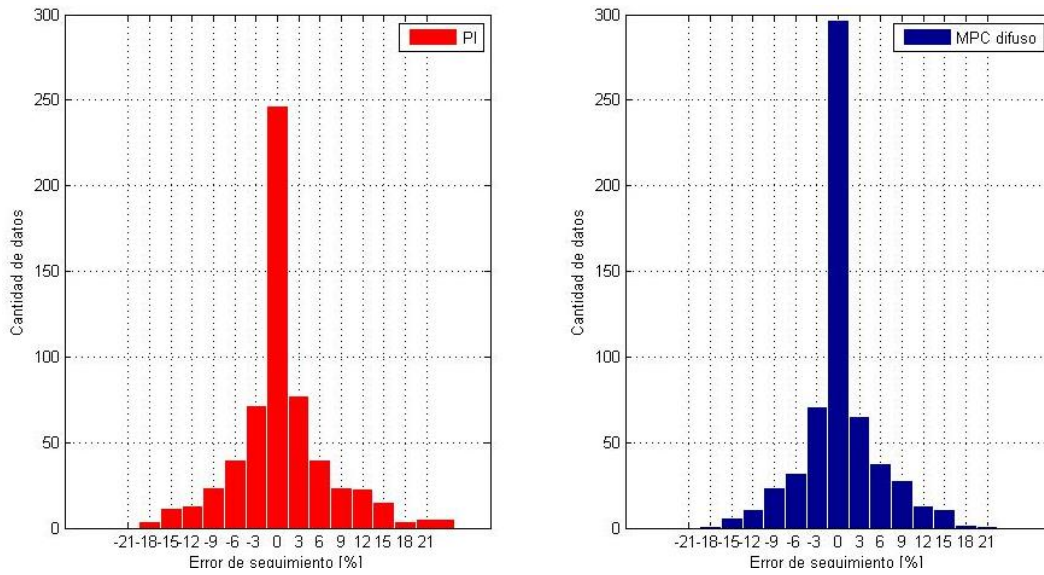


Figura 48: Histograma del error de seguimiento (Prueba 2).

A partir de los resultados, es posible comprobar que la implementación del control MPC difuso mejora significativamente el rendimiento de la planta en condiciones anormales. En efecto, frente a cambios en la referencia, el controlador supervisor conduce al sistema adecuadamente al valor de deseado. Además, la función de costo asociada a la energía introducida por el controlador limita los cambios de las acciones de control en el caudal de aceite V_s , haciendo que el funcionamiento del sistema sea más seguro. Esto se refleja directamente en el error de seguimiento y sobreimpulso máximo.

Capítulo 6. Conclusiones y trabajo futuro.

6.1. Conclusiones generales.

En el presente trabajo se ha desarrollado una variedad de modelos de predicción para una planta solar termoeléctrica de cilindros parabólicos, con resultados satisfactorios. Para el caso del modelo lineal ARX, el error cuadrático medio a 15 pasos de predicción, equivalente a 10 minutos, es de aproximadamente 8%, mientras que para modelo lineal ARIX este índice es cercano al 4% y para el caso del modelo difuso de T&S el error es menor al 3%.

Debido a que el modelo ARIX y el modelo difuso de T&S presentan un comportamiento adecuado de caracterización de la planta solar, se diseña una estrategia de control predictivo a nivel supervisor con ambos modelos. Una vez diseñados se obtiene que el control MPC difuso es el que presente un mejor desempeño, ya que la función costo de la planta es menor, la cual consiste en la suma ponderada entre el error de seguimiento de la referencia y sus acciones de control.

El sistema de control regulatorio original sin MPC es un sistema conservador más robusto frente a incertidumbre en la radiación, pero del mismo modo, es un sistema que tiene un mayor sobreimpulso frente a cambios en la referencia. La implementación del control MPC a nivel supervisor, con la eliminación de sobreimpulso, permite una operación de la planta con temperaturas más altas del fluido térmico, lo cual está directamente relacionado con una mayor producción de energía.

Además de evitar el sobreimpulso, el tiempo de estabilización también se reduce. Por lo tanto, para los cambios de referencia se reduce el error de seguimiento también. A menudo, las mejoras en el comportamiento implican una pérdida de robustez. En este caso, dicha pérdida de robustez no es significativa, pues sólo la respuesta del sistema en presencia de grandes cambios en la luz del sol se ve afectada. De hecho, se ha demostrado que el control a nivel supervisor es capaz de conducir el sistema a los valores deseados en condiciones anormales de operación, generadas por ejemplo por una falla en el lazo de control interior (simulado a través de la desintonización del controlador PI de la planta).

Desde el desarrollo de los experimentos simulados, es posible concluir que el control a nivel supervisor mejora el rendimiento de los colectores que conforman la plataforma solar de Almería.

6.2. Líneas de investigación futuras.

Dentro de las líneas de investigación futuras se plantean tres propuestas de trabajo para continuar con el desarrollo de las estrategias de control adecuadas para plantas solares térmicas.

La primera propuesta, que consistiría en la continuación directa del presente trabajo de memoria, considera el diseño un MPC difuso robusto con integración de la incertidumbre paramétrica de aquellos parámetros más relevantes que describen al modelo del lazo de colectores y definen al controlador prealimentado, y que presenten mayor variabilidad a lo largo de un periodo prolongado de operación de la planta solar.

Con respecto al criterio de diseño del control predictivo, se propone el desarrollo de modelos de control predictivo económico (EMPC) de tal forma que la señal de referencia se encuentre en función de criterios técnico-económicos que minimice los costos de operación de la planta, sujeto a restricciones sobre la acción de control y estados.

Finalmente, se propone la implementación de la estrategia predictiva difusa en un próximo proyecto real de planta CSP en Chile. Para ello, en la etapa de identificación del modelo predictivo, se sugiere utilizar un conjunto amplio de datos que incluyan distintos perfiles de radiación y temperatura ambiente real del lugar de instalación de la planta.

6.3. Publicación generada.

Morales, R., Valencia, F., Sáez, D. and Lacalle, M. *Supervisory Fuzzy Predictive Control for a Concentrated Solar Power Plant*. Enviada a evaluación para 19th World Congress of the International Federation of Automatic Control (IFAC) que se celebrará del 24 al 29 de Agosto del 2014 en Ciudad del Cabo, Sudáfrica.

Bibliografía

- [1] **Asesol. 2010.** Visión de la Industria Solar Térmica en Chile. [Online] Diciembre 2010. [Cited: Mayo 5, 2013.] http://solaratacama.cl/wp-content/uploads/2011/01/03_presentacion_tmilnes.pdf.
- [2] **Bardot. 2012.** Home. [Online] 2012. [Cited: Septiembre 14, 2012.] <http://www.esolar.com/>.
- [3] **Berenguel, Manuel, Camacho, Eduardo F. and Rubio, Francisco R. 1997.** *Simulation software package for the ACUREX field.* Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla. Sevilla : Springer, 1997. Internal Report.
- [4] **Boyle, G. 2004.** *Renewable energy.* Reino Unido : Oxford University Press, 2004.
- [5] **Cáceres, Gustavo. 2013.** *Plantas Termosolares y sus Sistemas de Almacenamiento Térmico.* Santiago : s.n., 2013. Seminario UAI: Termosolar y Geotermia: Energías térmicas almacenables y renovables.
- [6] **Camacho, E. F., Rubio, F. R. and Hughes, F. M. 1992.** *Self-tuning Control of a Solar Power Plant with a Distributed Collector Field.* s.l. : IEEE Control Systems Magazine, 1992. pp. 72-78.
- [7] **Camacho, Eduardo F., Berenguel, Manuel and Rubio, Francisco R. 1997.** *Advanced Control of Solar Plants.* Sevilla : Springer, 1997.
- [8] **Carmona Contreras, Ricardo. 1985.** *Análisis, modelado y control de un campo de colectores solares distribuidos con un sistema de seguimiento en un eje.* Facultad de Ciencias Físicas, Universidad de Sevilla. Sevilla : s.n., 1985. Tesis.
- [9] **CENTER & Solarpraxis GE.** Publicaciones de CEDIC. *Centro Español De Información del Cobre.* [Online] [Cited: Abril 4, 2013.] <http://www.infocobre.org.es/publicaciones-solar-termica.html>.
- [10] **Chen, S. and Billings, S. A. 1989.** *Representation of non-linear systems: The NARMAX model.* s.l. : International Journal Control, 1989. pp. 1013-1032. Vol. 49.
- [11] **Codelco. 2013.** Presidente Sebastián Piñera inauguró planta termosolar en División Gabriela Mistral. *Prensa.* [Online] Gerencia de Comunicaciones, Octubre 14, 2013. [Cited: Diciembre 4, 2013.] http://www.codelco.com/presidente-sebastian-pinera-inauguro-planta-termosolar-en-division-gabriela-mistral/prontus_codelco/2013-10-14/172808.html.
- [12] **Corfo. 2013.** Concurso Planta de Concentración Solar de Potencia (CSP). [Online] 2013. [Cited: Abril 10, 2013.] <http://www.corfo.cl/programas-y-concursos/programas/concurso-planta-de-concentracion-solar-de-potencia-csp>.
- [13] **Editec S.A. 2012.** Energía solar en el corazón de la operación. *Electricidad Interamericana.* [Online] Noviembre 30, 2012. [Cited: Abril 10, 2013.] http://www.revistaei.cl/revistas/imprimir_noticia_neo.php?id=996.

- [14] **Electricidad. 2013.** Colegio técnico industrial don Bosco inaugura planta fotovoltaica. [En línea] 22 de Noviembre de 2013. [Citado el: 2 de Diciembre de 2013.] <http://www.revistaei.cl/2013/11/22/colegio-tecnico-industrial-don-bosco-inaugura-planta-fotovoltaica/>.
- [15] **Energías Renovables. 2012.** La Huayca: Se inaugura la primera etapa de una planta solar fotovoltaica. [Online] Octubre 8, 2012. [Cited: Abril 7, 2013.] <http://www.energias-renovables.com/articulo/la-huayca-se-inaugura-la-primer-etapa-20121009>.
- [16] **Estrategia. 2013.** Ibereólica Negocia Joint Venture para Desarrollar Plantas Termosolares por Casi 800 MW. [Online] Julio 25, 2013. [Cited: Diciembre 4, 2013.] http://www.estrategia.cl/detalle_noticia.php?cod=83199.
- [17] **Flores, Andrés, et al. 2005.** *Fuzzy Predictive Control of a Solar Power Plant*. s.l. : IEEE Transactions on Fuzzy Systems, 2005. Vol. 13. 60.
- [18] **García García, José Agustín. 2004.** *Apuntes de Meteorología*. Badajoz : Universidad de Extremadura, 2004.
- [19] **González, G. 2008.** *Apuntes Identificación de Sistemas*. Departamento de Ingeniería Eléctrica (DIE), Universidad de Chile. 2008.
- [20] **Graham Richard, Michael. 2013.** 300,000 mirrors: World's largest thermal solar plant (377MW) under construction in the Mojave. *Treehugger*. [Online] Marzo 27, 2013. [Cited: Abril 9, 2013.] <http://www.treehugger.com/slideshows/renewable-energy/see-worlds-largest-thermal-solar-plant-370mw-under-construction-mojave-desert/#slide-top>.
- [21] **Greenpeace, SolarSPACES y ESTELA. 2009.** *Energía Solar Térmica de Concentración*. 2009.
- [22] **Grupo Hispano Energías Verdes. 2009.** ¿Cómo se produce energía eléctrica a partir del Sol? [Online] 2009. [Cited: Abril 2013, 7.] <http://www.energiasverdes.com/preguntas-frecuentes/como-se-produce-energia-electrica-a-partir-del-sol.html>.
- [23] **Haas, Jannik. 2010.** Concentración solar. *Energía Solar*. [Presentación]. Santiago, Chile : s.n., Otoño 2010.
- [24] **Haas, Jannik, Reyes, Lorenzo and Vargas, Luis. 2012.** *Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables*. V0.3. Santiago : Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2012. Apunte EL6000.
- [25] **Hyndman, Rob J. and Koehler, Anne B. 2006.** *Another look at measures of forecast accuracy*. International Journal of Forecasting. s.l. : Elsevier, 2006. pp. 679-688.
- [26] **INET - Instituto Nacional de Educación Tecnológica. 2005.** Energía Solar... Introducción. [Online] 2005. [Cited: 11 04, 2012.] <http://www.oni.escuelas.edu.ar/2005/GCBA/803/es/000.htm>.

- [27] **James, Glyn. 2002.** *Matemáticas avanzadas para la ingeniería.* [ed.] Guillermo Trujano Mendoza. Segunda Edición. México : Pearson Educación, 2002. p. 214. ISBN: 970-26-0209-2.
- [28] **Loster, Matthias. 2010.** Total Primary Energy Supply - From Sunlight. [Online] 2010. [Cited: Abril 6, 2013.] http://www.ez2c.de/ml/solar_land_area/.
- [29] **Madridsolar. 2012.** Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica. [Online] 2012. [Cited: Mayo 14, 2013.] <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-tecnica-de-la-energia-solar-termoelectrica-fenercom-2012.pdf>.
- [30] **Martínez-Val, José María. 2009.** Almacenamiento térmico en planta termosolares. [Online] Octubre 29, 2009. [Cited: Abril 14, 2013.] <http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Solar%20termo%20elctrica%201009/091029%20Almacenamiento%20plantas%20TES.pdf>.
- [31] **Neyra Hau Yon, Jorge Luis. 2009.** *Control predictivo no lineal basado en modelación Hammerstein polinomial aplicado a un módulo de pH.* Facultad de Ingeniería, Universidad de Piura. Piura : s.n., 2009. Tesis.
- [32] **Pereda Soto, Isidro Elvis. 2005.** *Celdas fotovoltaicas en generación distribuida.* Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile : s.n., 2005. Memoria.
- [33] **Ponce Arias, Carolina V. 2011.** *Diseño de estrategias de control predictivo difuso para plantas termoeléctricas de ciclo combinado con colectores solares integrados.* Santiago : Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011. pp. 8-9. Examen de calificación Doctorado en Ingeniería Eléctrica.
- [34] **Ponce, Carolina, Sáez, Doris and Núñez, Alfredo. 2012.** *Fuzzy Predictive Control Strategy for a Distributed Solar Collector Plant.* Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Santiago : s.n., 2012. Paper.
- [35] **Py, Xavier, et al. 2011.** Recycled Material for Sensible Heat Based Thermal Energy Storage to be Used in Concentrated Solar Thermal Power Plants. [Online] ASME Digital Collection, Julio 25, 2011. [Cited: Abril 15, 2013.] <http://solarenergyengineering.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=1456227>.
- [36] **Riffelman, K., Krüger, D. and Pitz-Paal, R. 2008.** *Solar Thermal Plants - Power and process Heat.* s.l. : California's Integrated Energy Policy Workshop, 2008.
- [37] **Romero Álvarez , Manuel. 2001.** *Energía Solar Termoeléctrica.* Almería : s.n., 2001.
- [38] **Rubio, Francisco R. 1985.** *Control Adaptativo de Procesos Industriales. Aplicación a una Central Solar.* Universidad de Sevilla. 1985. PhD thesis.
- [39] **Rubio, Francisco R., Berenguel, Manuel and Camacho, Eduardo F. 2006.** *Control de Campos de Colectores Solares.* s.l. : Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial, 2006. pp. 26-45. Vol. 3.

- [40] **Sáez, D., Cipriano, A. and Ordyz, A. 2002.** *Optimization of Industrial Processes at Supervisory Level: Application to Control of Thermal Power Plants.* s.l. : Springer-Verlag London, 2002. p. 187. ISBN: 1852333863.
- [41] **Sáez, Doris. 2007.** *Control predictivo basado en modelos.* Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. Santiago : s.n., 2007. Apunte.
- [42] **Sánchez, Marcelino. 2009.** Curso CER. s.l. : Universidad de Chile, 2009.
- [43] **SANYO North America Corporation. 2012.** Hit Power 240S Data Sheet. [Online] Julio 2012. [Cited: Abril 6, 2013.] <http://us.sanyo.com/dynamic/product/Downloads/Panasonic%20HIT%20240S%20Data%20Sheet-15762745.pdf>.
- [44] **SectorElectricidad. 2013.** Chile construirá mayor planta solar de latinoamérica-100MW. [Online] Febrero 5, 2013. [Cited: Abril 7, 2013.] <http://www.sectorelectricidad.com/3331/chile-construira-mayor-planta-solar-de-latinoamerica-100mw/>.
- [45] **Sugeno, Michio and Takahiro, Yasukawa. 1993.** *A Fuzzy-Logic-Bases Approach to Qualitative Modeling.* IEEE. 1993. Paper.
- [46] **Takagi & Sugeno. 1985.** *Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control.* s.l. : IEEE Transactions Systems, Man and Cybernetics, 1985. pp. 116-132. Vols. SMC-15.
- [47] **Wallace, John M. and Hobbs, Peter V. 2006.** *Atmospheric Science: An introductory Survey.* s.l. : International Geophysics Series, 2006.

Anexo A: Adaptación y mejoras del simulador en el ambiente de trabajo.

Con el fin de manejar de un modo más sencillo los datos a ingresar en el simulador ACUREX, se procedió a intercambiar la lectura de los set de formato con la extensión original “.lst” por la lectura de estructura de MATLAB guardada en forma de matriz (.mat) en el archivo “inicio.m”.

- Lectura original:

```
archidat='sa910916.lst';
```

- Nueva lectura:

```
datos=struct2array(load('datos.mat','datos3'));
```

Para esto, se agregó un parámetro “ind”, el cual indica la fila se debe leer, y que va aumentando en una unidad por cada iteración del archivo “plantaacurex3.m”. Tal parámetro es también leído en el archivo “inicio.m” con valor 1 al inicializar el proceso.

Los datos en la matriz deberán ser guardados en columnas con el siguiente orden:

1. tiempo=frads(1) : en decimal calculado como $hh+60*mm+3600*ss$
2. u=frads(2) : señal de control (caudal)
3. ue=frads(3) : caudal normalizado
4. ff=frads(4) : caudal demandado al ff
5. tin=frads(5) : temperatura de entrada
6. tout=frads(6) : temperatura de salida
7. tamb=frads(7) : temperatura ambiente
8. irr=frads(8) : irradiancia solar directa
9. tref=frads(9) : setpoint
10. trff=frads(10) : temperatura de referencia al feedforward

De esta forma, los comandos originales:

```
fradl=fgetl(frad);  
frads=sscanf(fradl,'%g',10);
```

son reemplazados utilizando el comando:

```
frads=datos(ind,:);
```

Definiendo de esta nueva forma a las funciones “frads”.

Finalmente, la lectura del tiempo se realiza de la siguiente manera:

```
tiempo=datos(ind,1);
```

Reemplazando el código original:

```
fradtiempo=sscanf(fradl,'%s',1);  
laux=length(fradtiempo);  
tiempo=fradtiempo(laux-7:laux);
```

Anexo B: Tablas de resultados.

Parámetros de los modelos implementados.

Con el fin de que el presente trabajo sea estudio base para próximos proyectos y trabajos futuros, en las Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21 y Tabla 22 se muestran los parámetros obtenidos y efectivamente implementados y analizados de los distintos modelos presentados en el Capítulo 4.

Tabla 19: Parámetros del modelo ARX.

Parámetro	Valor
a_1	1,6308253238234000
a_2	-0,5127736644648780
a_3	-0,1292573454443500
a_9	0,0112301765272606
b_1	0,1845198501531710
b_2	-0,1561162074982200
b_{10}	-0,0136960235685237
cte	-0,0101521063480438

Tabla 20: Parámetros del modelo ARIX.

Parámetro	Valor
a_1	0,703565366728392000
a_2	0,099908892259706700
b_1	0,183786886677868000
cte	0,000973164846714236

Un modelo difuso de T&S es definido en cada una de sus reglas por los parámetros de las consecuencias g_i^r y por la funciones de pertenencia en cada una de sus variables de acuerdo a la expresión (50), en que el parámetro b_i^r corresponde a la media y el parámetro a_i^r es el recíproco de la varianza de la función de pertenencia gaussiana.

Tabla 21: Parámetros de premisas y consecuencias en regla 1 del modelo de T&S.

i	g_i^1	a_i^1	b_i^1
0	0,01953338522631		
1	0,79724349373950	0,00113916979100	-3,70487104971060
2	-0,02084532366705	0,00217174214490	-0,86748675031058
3	-0,01089086475722	0,00513987125322	0,64122541744392
4	-0,04459302155681	0,01444265053373	0,73134075226459
5	0,09637973010116	0,01625990298469	4,14471510165481
6	0,02294463262613	0,00816851378511	2,05821193899885
7	0,00622071523782	0,00978891968091	-0,75400345865941

Tabla 22: Parámetros de premisas y consecuencias en regla 2 del modelo de T&S.

i	g_i^2	a_i^2	b_i^2
0	0,018698343926139		
1	0,783038584842506	0,000715075990572	0,074530982719168
2	-0,008010418876555	0,001387580600532	-0,010278597756241
3	-0,012949112300778	0,008360838162719	-0,050417233731864
4	-0,052186523095639	0,018795405181039	-0,056295028508771
5	0,140321479000874	0,011307547222410	-0,075276921704329
6	0,025786910183749	0,008918769851256	-0,017346172529898
7	0,008297932730815	0,007838325652555	0,055141521724721

Desarrollo del criterio regular.

Tabla 23: Variables relevantes por criterio regular (extenso).

Paso 1		Paso 2		Paso 3		Paso 4		Paso 5	
Variable	RC	Variable	RC	Variable	RC	Variable	RC	Variable	RC
$y(k-1)$	2,4032	$y(k-1)$ $y(k-2)$	2,4183	$y(k-1)$, $y(k-2)$, $u(k-1)$	1,7309	$y(k-1), y(k-2)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,6987	$y(k-1), y(k-2)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7081
$y(k-2)$	3,0198	$y(k-1)$ $y(k-3)$	2,4091	$y(k-1)$, $y(k-3)$, $u(k-1)$	1,7537	$y(k-1), y(k-3)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7423	$y(k-1), y(k-3)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7363
$y(k-3)$	3,3531	$y(k-1)$, $y(k-4)$	2,4068	$y(k-1)$, $y(k-4)$, $u(k-1)$	1,7534	$y(k-1), y(k-4)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7367	$y(k-1), y(k-4)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7372
$y(k-4)$	3,5097	$y(k-1)$, $y(k-5)$	2,3995	$y(k-1)$, $y(k-5)$, $u(k-1)$	1,7476	$y(k-1), y(k-5)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7328	$y(k-1), y(k-5)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7455
$y(k-5)$	3,5574	$y(k-1)$, $y(k-6)$	2,3947	$y(k-1)$, $y(k-6)$, $u(k-1)$	1,7435	$y(k-1), y(k-6)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7242	$y(k-1), y(k-6)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7380
$y(k-6)$	3,5573	$y(k-1)$, $y(k-7)$	2,3934	$y(k-1)$, $y(k-7)$, $u(k-1)$	1,7423	$y(k-1), y(k-7)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7218	$y(k-1), y(k-7)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7234
$y(k-7)$	3,5449	$y(k-1)$, $y(k-8)$	2,3951	$y(k-1)$, $y(k-8)$, $u(k-1)$	1,7437	$y(k-1), y(k-8)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7249	$y(k-1), y(k-8)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7306
$y(k-8)$	3,5372	$y(k-1)$, $y(k-9)$	2,3985	$y(k-1)$, $y(k-9)$, $u(k-1)$	1,7465	$y(k-1), y(k-9)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7274	$y(k-1), y(k-9)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7350
$y(k-9)$	3,5390	$y(k-1)$, $y(k-10)$	2,4016	$y(k-1)$, $y(k-10)$, $u(k-1)$	1,7490	$y(k-1), y(k-10)$, $u(k-1), u(k-4)$	1,7286	$y(k-1), y(k-10)$, $u(k-1), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7393
$y(k-10)$	3,5471	$y(k-1)$, $u(k-1)$	1,7797	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-2)$	1,7960	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-2), u(k-4)$	1,7705	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-2), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7349
$u(k-1)$	3,4781	$y(k-1)$, $u(k-2)$	2,4159	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-3)$	1,7218	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-3), u(k-4)$	1,7292	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-3), u(k-4)$, $u(k-8)$	1,7144
$u(k-2)$	3,5464	$y(k-1)$, $u(k-3)$	2,3931	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-4)$	1,6906	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-5)$	1,7133	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-5)$, $u(k-8)$	1,7195
$u(k-3)$	3,5262	$y(k-1)$, $u(k-4)$	2,3891	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-5)$	1,7490	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-6)$	1,7156	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-6)$, $u(k-8)$	1,7055
$u(k-4)$	3,5079	$y(k-1)$, $u(k-5)$	2,3985	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-6)$	1,6961	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-7)$	1,7286	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-7)$, $u(k-8)$	1,7234
$u(k-5)$	3,5125	$y(k-1)$, $u(k-6)$	2,3997	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-7)$	1,6995	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-8)$	1,6622	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-8)$, $u(k-9)$	1,7256
$u(k-6)$	3,5185	$y(k-1)$, $u(k-7)$	2,4015	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-8)$	1,6997	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-9)$	1,6715	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-8)$, $u(k-10)$	1,7272
$u(k-7)$	3,5252	$y(k-1)$, $u(k-8)$	2,4031	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-9)$	1,7010	$y(k-1), u(k-1)$, $u(k-4), u(k-10)$	1,6784		
$u(k-8)$	3,5336	$y(k-1)$, $u(k-9)$	2,4042	$y(k-1)$, $u(k-1)$, $u(k-10)$	1,7134				
$u(k-9)$	3,5404	$y(k-1)$, $u(k-10)$	2,4058						
$u(k-10)$	3,5498								

Tabla 24: Variables relevantes por error RMS en conjunto de test (extenso).

Paso 1		Paso 2		Paso 3		Paso 4	
Variable	RMS	Variable	RMS	Variable	RMS	Variable	RMS
$y(k-1), y(k-2),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	10,2915	$y(k-1), y(k-2),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	8,1348	$y(k-1), y(k-2),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	6,9522	$y(k-1), y(k-2),$ $y(k-5), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,6294
$y(k-1), y(k-3),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,8863	$y(k-1), y(k-3),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	8,3561	$y(k-1), y(k-3),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	7,0087	$y(k-1), y(k-3),$ $y(k-5), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,5910
$y(k-1), y(k-4),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	9,1377	$y(k-1), y(k-4),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	8,4327	$y(k-1), y(k-4),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,1396	$y(k-1), y(k-4),$ $y(k-5), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,8779
$y(k-1), y(k-5),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	7,8843	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,5113	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	6,8997	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $y(k-8), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,5525
$y(k-1), y(k-6),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	7,8130	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,4282	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), y(k-8),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	7,3577	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $y(k-9), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,2863
$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	7,7551	$y(k-1), y(k-7),$ $y(k-8), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,7694	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), y(k-9),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,3750	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $y(k-10), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,0655
$y(k-1), y(k-8),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,2207	$y(k-1), y(k-7),$ $y(k-9), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,7656	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), y(k-10),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,3692	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-2),$ $u(k-4), u(k-8)$	19,5557
$y(k-1), y(k-9),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,4207	$y(k-1), y(k-7),$ $y(k-10), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8)$	7,7900	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-2), u(k-4),$ $u(k-8)$	22,0468	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-3),$ $u(k-4), u(k-8)$	8,0891
$y(k-1), y(k-10),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,6952	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-2),$ $u(k-4), u(k-8)$	10,0411	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-3), u(k-4),$ $u(k-8)$	8,0417	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-5), u(k-8)$	8,5838
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-2), u(k-4),$ $u(k-8)$	10,9351	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-3),$ $u(k-4), u(k-8)$	8,5065	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-5),$ $u(k-8)$	8,1598	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-6), u(k-8)$	7,7948
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-3), u(k-4),$ $u(k-8)$	9,5177	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-5), u(k-8)$	8,4865	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-6),$ $u(k-8)$	8,3964	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-7), u(k-8)$	7,4019
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-5),$ $u(k-8)$	9,3627	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-6), u(k-8)$	8,2217	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-7),$ $u(k-8)$	7,9556	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8), u(k-9)$	7,6057
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-6),$ $u(k-8)$	9,1907	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-7), u(k-8)$	8,2112	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8),$ $u(k-9)$	7,8371	$y(k-1), y(k-5),$ $y(k-6), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8), u(k-10)$	8,2227
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-7),$ $u(k-8)$	9,0397	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8), u(k-9)$	7,8327	$y(k-1), y(k-6),$ $y(k-7), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8),$ $u(k-10)$	7,6803		
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8),$ $u(k-9)$	8,8893	$y(k-1), y(k-7),$ $u(k-1), u(k-4),$ $u(k-8), u(k-10)$	7,8027				
$y(k-1), u(k-1),$ $u(k-4), u(k-8),$ $u(k-10)$	8,7745						

Anexo C: Incertidumbre en la irradiancia solar.

Tal como ha sido explicado en la sección 3.2. , una de las principales variables que afecta el sistema de colectores solares es la radiación solar I . Ésta a la vez presenta un alto grado de incertidumbre, especialmente en día de nubosidad parcial es que es difícil predecir con exactitud en que momento una nube bloqueará la radiación solar directa sobre el campo.

A modo de estimar la magnitud del efecto de perturbaciones en el perfil de radiación pronosticado producto del paso de nubes pasajeras, se hace referencia al estudio de balance radiativo realizado en (García García, 2004) y a la Figura 49, en que se señala que el 4% de la radiación solar que entra en la atmósfera es atrapada mediante procesos de absorción y 20% es devuelta al espacio por presencia de nubes.

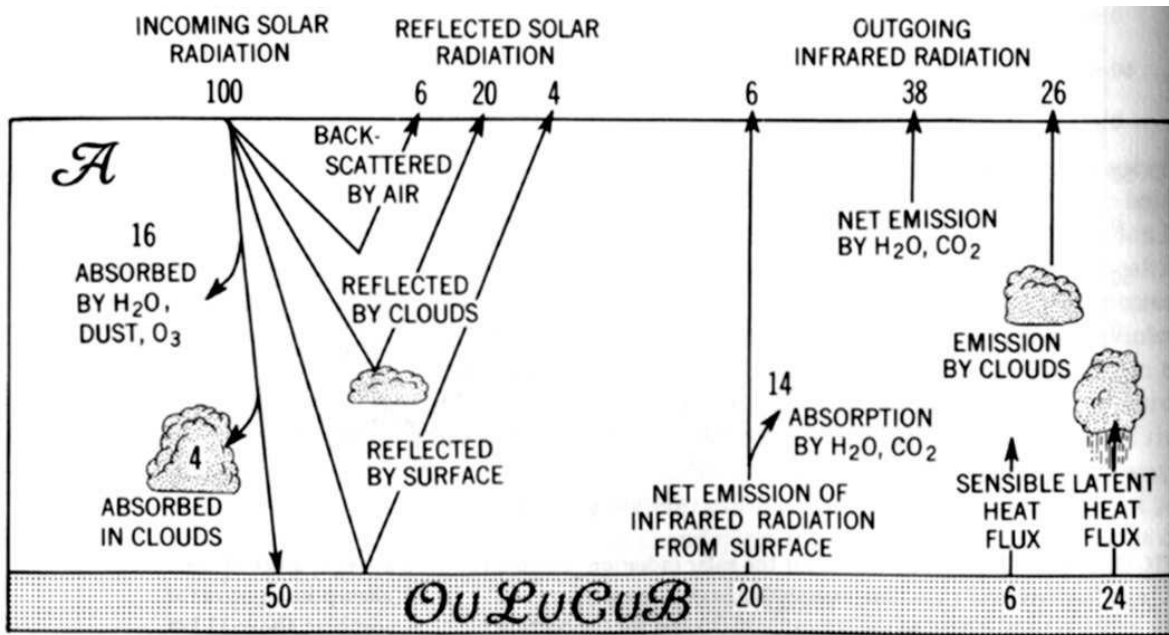


Figura 49: Balance radiativo global (García García, 2004).