



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE ESTUDIOS DE MAESTRÍA Y DOCTORADO
EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

REPOTENCIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE
CERRO PRIETO DE LA CFE, INCORPORANDO EL USO DE
ENERGÍA SOLAR

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA-PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

P R E S E N T A :

HÉCTOR MIGUEL AVIÑA JIMÉNEZ



TUTOR:

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS

2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Fernández Zayas José Luis
Secretario: Dr. León de los Santos Gabriel
Vocal: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo
1^{er}. Suplente: Ing Sánchez Cifuentes Augusto
2^{do}. Suplente: Dr. Sánchez Huerta Alejandro.

Ciudad Universitaria Posgrado de Ingeniería UNAM
México distrito Federal

TUTOR DE TESIS

Dr. León de los Santos Gabriel

FIRMA

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

A mis padres por estar siempre conmigo.

Ese apoyo incondicional es lo que le da la fuerza al corazón para enfrentar a este tipo de retos.

A mi familia por creer siempre en mí y apoyarme en los momentos en que los necesite.

A mi esposa y mi hijo por soportar a un estudiante.

A mis compañeros del IMPULSA que vivieron esta etapa de mi vida a mi lado.

A mis compañeros de la Maestría.

A mis amigos que estuvieron apoyándome y alentándome

A mis sinodales por sus comentarios y aportaciones especialmente al Dr. Reinking por sus notables aportación a este trabajo de tesis.

A mi tutor por ser esa presencia de autoridad que se necesita en estos momentos y por los consejos otorgados.

A la UNAM y al posgrado de Ingeniería por darme la capacitación necesaria.

RESUMEN

El presente estudio hace un análisis de viabilidad técnica, económica y ambiental de incorporar la energía solar por medio de colectores solares cilindro parabólico en los campos geotérmicos mexicanos específicamente, en el campo geotérmico de Cerro Prieto ubicado cerca de la ciudad de Mexicali B.C.

El trabajo considera las implicaciones energéticas, económicas y ambientales del uso de energías alternas en los sistemas de generación eléctrica, además de mostrar las formas de aprovechamiento e implementación de mejoras en el desempeño de plantas de generación en operación, así como mostrar las características del campo geotérmico de Cerro Prieto y sus unidades generadoras.

De esta forma se analizan los beneficios que se obtienen al repontenciar la capacidad de la planta al adicionar energía solar en el campo geotérmico de Cerro Prieto, evaluando la viabilidad económica-ambiental de los beneficios.

Se llegó a un aumento de la planta híbrida de 4.6 MW eléctricos al inyectar la energía solar con 1,081 colectores y ocupando una flujo de 13 MW térmicos en los colectores cilindro parabólicos con una radiación solar directa promedio de 472 W/m^2 para el campo de Cerro Prieto.

Una vez que se eligió la propuesta de mayor beneficio técnico, se evaluó esta misma económicamente, dando como resultado un proyecto viable, ya que se cumple con las condiciones dictadas en la evaluación del proyecto para aceptar proyectos de inversión como son: VPN mayor que cero, relación beneficio-costos mayor que la unidad, y la más importante $TREMA < TIRM < TIR$, sin embargo estos resultados están solo un poco arriba de lo aceptable por lo que se optó por evaluar este proyecto como MDL y con apalancamiento.

Este estudio indica que es viable incorporar el uso de la energía solar en los campos geotérmicos, en específico para el campo de Cerro Prieto

OBJETIVOS

Objetivo general:

Proponer y evaluar la repotenciación de la capacidad de la planta de Cerro Prieto incorporando el uso de energía solar a través de:

- Incremento de temperatura de saturación del agua geotérmica.
- Incremento de la temperatura del vapor de flash hasta un nivel mayor de sobrecalentamiento.

Objetivos específicos:

1. Conceptuar las implicaciones energéticas, económicas y ambientales del uso de energías alternas en los sistemas de generación eléctrica, además de mostrar las formas de aprovechar e implementar mejoras en el desempeño de plantas de generación en operación, así como conocer las características del campo geotérmico de Cerro Prieto y sus unidades generadoras.
2. Evaluar los beneficios que se obtienen al repontenciar la capacidad de la planta al adicionar energía solar en Cerro Prieto,
3. Evaluar la viabilidad económica-ambiental de los beneficios obtenidos con el uso adicional de la energía solar.

ÍNDICE

JURADO ASIGNADO	I
AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS	II
RESUMEN	III
OBJETIVOS	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABLAS	XII
NOMENCLATURA.....	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.- ANTECEDENTES	4
Introducción.....	4
1.1.- Energías alternas	4
1.1.1.- Geotermia.....	5
1.1.2.-Solar	14
1.2.- Medio ambiente e impacto ambiental	20
1.2.1.- Cambio climático	21
1.2.2.- Mitigación de gases de efecto invernadero	27
1.3.- Generación eléctrica no convencional.....	34
1.3.1.- Plantas geotérmicas.....	34
1.3.2.-Plantas solares	46
1.3.3.- Repotenciación.....	53
1.4.- La planta geotérmica Cerro Prieto	58
1.4.1.- Situación geográfica.....	59
1.4.2.- Generación eléctrica y tipos de unidades de generación geotérmica.....	61
1.4.3.- Tipo de yacimiento.....	66
Conclusiones.....	80
CAPITULO II.- PROPUESTAS DE MEJORA Y EVALUACIÓN TÉCNICA APORTANDO ENERGÍA TÉRMICA SOLAR.	81
Introducción.....	81
2.1.- Potencial solar del sitio	81
2.1.1.- Evaluación de recursos.....	81
2.1.2.- Obtención de la radiación normal directa	83
2.1.3.- El ángulo de incidencia sobre un colector cilindro-parabólico.....	86
2.1.4.- Modelo para evaluar la energía térmica solar entregada por los colectores solares cilindro-parabólicos	91

2.2.- Situación base de la planta geotérmica sin inyección de energía solar	95
2.3.- Incremento de masa de vapor a la salida del pozo inyectándole energía solar al agua geotérmica.	98
2.4.- Incremento de la temperatura del vapor de flash hasta un nivel mayor de sobrecalentamiento.	100
2.5.- Comparativa de la propuesta de mejora en el ciclo geotérmico por inyección de calor en diferentes secciones de la planta.....	102
Conclusiones.....	103
CAPITULO III.- EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA Y BENEFICIOS AMBIENTALES	104
Introducción.....	104
3.1.- Costos de implementación	104
3.2.- Análisis y sensibilidad económica-financiera	107
3.3.- Energía desplazada convencional y emisiones evitadas	113
3.4.- Posibles ingresos económicos por bonos de carbón	115
Conclusiones.....	118
CAPITULO IV.- CONCLUSIONES GENERALES	119
ANEXO 1	121
ANEXO 2	123
ANEXO 3	126
ANEXO 4	128
BIBLIOGRAFÍA y REFERENCIAS	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.- Modelos de la estructura de la tierra	6
Figura 1.2.- Lodos hirvientes y vapor	7
Figura 1.3.- Placas de la corteza terrestre	7
Figura 1.4.- Gradiente de Temperatura de la tierra	8
Figura 1.5.-Esquema de un reservorio geotérmico	10
Figura 1.6.- Esquema representativo de los usos de la energía geotérmica de sistemas hidrotermales.....	11
Figura 1.7.- Sistema de roca seca caliente	11
Figura 1.8.- Sistema de generación propuesto para una ventila hidrotermal	12
Figura 1.9.- <i>Nevado de Colima México</i>	12
Figura 1.10.-Representación de un sistema geopresurizado en Texas	13
Figura 1.11.- La energía del Sol que llega a la Tierra	14
Figura 1.12.- Mapa estimativo de la radiación solar en el mundo.....	15
Figura 1.13.- Incidencia de los rayos solares en el invierno y en el verano.....	16
Figura 1.14.- Incidencia de los rayos solares en función del eje.....	16
Figura 1.15.- Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar	17
Figura 1.16.- Edificación bioclimática.....	18
Figura 1.17.- Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de baja temperatura	19
Figura 1.18.- Calentamiento global y efecto invernadero	21
Figura 1.19.- Promedio mundial del forzamiento radiactivo (FR) en 2005 (estimaciones óptimas y horquilla de incertidumbres del 5 al 95%) respecto de 1750 para CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O y otros agentes y mecanismos importantes, extensión geográfica típica (escala espacial) del forzamiento, y nivel de conocimiento científico	23
Figura 1.20 a) Emisiones mundiales anuales de GEI antropógenos entre 1970 y 2004.b) Parte proporcional de diferentes GEI antropógenos en las emisiones totales en el año 2004, en términos de CO ₂ -eq. c) Parte proporcional de diversos sectores en las emisiones totales de GEI antropógenos en 2004, en términos de CO ₂ -eq	24
Figura 1.21.- Cambio experimentado por la temperatura a nivel mundial y continental.....	25
Figura 1.22.- Diagrama de una unidad a condensación	35
Figura 1.23.- Diagrama de una unidad a contrapresión.....	35

Figura 1.24.- Ciclo binario	36
Figura 1.25.- Central de ciclo binario, East Mesa, California 2009.	36
Figura 1.26.- Esquema de la PWG	37
Figura 1.27.- Mapa representativo de la potencia geotermoeléctrica instalada.....	39
Figura 1.28.- Campos y zonas geotérmicas	39
Figura 1.29.- Porcentaje de Generación en México	40
Figura 1.30.- Muestreo de manifestaciones hidrotermales.....	41
Figura 1.31.- Campo geotérmico “Los Azufres”	42
Figura 1.32.- Campo geotérmico “Cerro Prieto”	42
Figura 1.33.- Campo geotérmico “Los Humeros”	43
Figura 1.34.- Campo geotérmico “Tres Vírgenes”	43
Figura 1.35.- Esquema de las principales afectaciones ambientales	45
Figura 1.36.- Emisiones de CO ₂ en g/KWh de diferentes centrales eléctricas.....	45
Figura 1.37.- Emisiones de sulfuro de centrales g/KWh	46
Figura 1. 38.- Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de media temperatura	47
Figura 1. 39.- Captador solar térmico de media temperatura	47
Figura 1. 40.- Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de alta temperatura	48
Figura 1.41.- Captadores de discos parabólicos	49
Figura 1. 42.- Tecnología con centrales de torre	49
Figura 1. 43.- Vista de una central de torre	50
Figura 1. 44.- Estación espacial asistida por energía solar fotovoltaica, Automóvil accionado por energía solar fotovoltaica	51
Figura 1.45.- Subsistemas de los componentes empleados generar electricidad con paneles fotovoltaicos.....	51
Figura 1. 46.- Componentes de un panel fotovoltaico.....	52
Figura 1. 47.-Curva lambda para diferentes tecnologías, plantas y unidades	55
Figura 1.48.- Repotenciación con ciclo combinado	56
Figura 1.49.- Repotenciación Hot Windbox	57
Figura 1.50.- Vista del campo de Cerro Prieto y sus centrales.	59
Figura 1. 51.- Campos Geotérmicos en México	60
Figura 1.52.- Mapa de localización de Cerro prieto incluyendo las fallas principales.	60

Figura 1.53.- Separación de una sola presión (izquierda), separación de dos presiones (derecha).	61
Figura 1.54.- Esquema de la planta a condensación con doble presión de vapor de entrada	62
Figura 1. 55.-Esquema de la planta condensación con una sola presión de admisión	65
Figura 1. 56.- Perfil idealizado de un yacimiento dominado por líquido. La línea magenta representa el perfil hidrostático de presión, que es mayor que la presión de saturación (línea amarilla), a la temperatura del reservorio (línea azul) que es de 250° C.....	66
Figura 1.57.- La presión y temperatura del yacimiento se sitúan por debajo de la línea de saturación, es decir, la presión del yacimiento es siempre mayor que la de saturación.....	67
Figura 1.58.- Perfil de presiones de yacimientos dominados por líquido con capa de vapor. Central Cerró Prieto I.	68
Figura 1.59.- Contornos de las cimas de la Unidad de Lutita Gris (líneas azules) y la zona con cementante de Sílice y Epidota (líneas rojas).....	69
Figura 1.60.- Producción de vapor total en Cerro Prieto y en el sector CP-I (arriba), y porcentaje aportado por CP-I con respecto a la producción total (abajo)	70
Figura 1.61.- Zonas en las que se dividió el sector CP-I	71
Figura 1.62.- Vapor producido en cada una de las cinco zonas y su relación con el vapor total del sector CP-I.	71
Figura 1.63.- Historia de la producción de vapor (rojo) y número de pozos en operación (azul) en CP-I.....	72
Figura 1.64.- Evolución del vapor promedio por pozo (VPP) en t/h en las zonas AN, B1N y B1SE de CP-I.	73
Figura 1.65.- Evolución de la entalpía de mezcla promedio ponderada (EMPP) para las zonas AN, B1N y B1SE de CP-I.....	74
Figura 1.66.- Localización de los pozos cuyos registros de temperatura se comentan.....	75
Figura 1.67.- Perfiles de temperatura de los pozos E-9, E-63 y 143 CP-I.....	76
Figura 1.68.- Perfiles de temperatura de los pozos M-48, E-57, M-84, M-84A y 144.....	77
Figura 1.69.- Localización de los pozos cuya evolución del NEA se comenta.....	78
Figura 1.70.- Evolución del NEA en pozos seleccionados de CP-I.....	79
Figura 2.1.- Ejemplos de datos de Radiaciones Normales Directas Horarias en México D.F. y Mexicali.....	82
Figura 2.2.- Promedio de irradiación global diaria en [MJ/m ²]	83

Figura 2.3.- Construcción de un perfil “real” de Radiación Solar Directa Normal Horaria en Mexicali.....	85
Figura 2.4.- Angulo de incidencia con una área plana A	86
Figura 2.5.- Angulo de incidencia con colector tipo cilindro-parabólico.....	87
Figura 2.6.- Configuración de los ángulos usados para el cálculo de la incidencia solar sobre un colector de tipo cilindro-parabólico.....	88
Figura 2.7.- Evolución del ángulo de incidencia a la latitud de Mexicali (Latitud = 32°, Acimut = 0°) sobre un sistema de tipo cilindro-parabólico	89
Figura 2.8.- Grafica de la Radiación normal directa tomada por hora en un año promedio en Cerro Prieto Baja California.	93
Figura 2.9.- Potencial solar entrando en el campo de colectores solares.....	93
Figura 2.10.- Construcción de un perfil “real” de Radiación Solar Directa Normal Horaria en Mexicali.....	94
Figura 2.11.- Esquema de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión.	96
Figura 2.12.- Cálculos de la planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión con el programa Thermoflex.	97
Figura 2.13.- Esquema de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.....	98
Figura 2.14.- Cálculos de la planta geotérmica modificada aumentando la masa de vapor por medio de energía solar en el programa Thermoflex	99
Figura 2.15.- Esquema de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento.	100
Figura 2.16.- Cálculos de la planta geotérmica modificada aumentando la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento en el programa Thermoflex.	101
Figura 2.17.- Grafica comparativa de los parámetros más importantes de la planta geotérmica y las propuestas para repotenciar la planta	102
Figura 2. 18.- Grafica comparativa de las eficiencias y los factores de planta de las diferentes propuestas.	103

Figura 3.1.- Grafica de toneladas de CO₂ equivalentes evitadas por año del proyecto solar.....115

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. 1.- Potencial geotérmico por países 2009.	38
Tabla 1.2.- Centrales geotermoeléctricas en México	40
Tabla 1.3.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto I-Primera planta	63
Tabla 1.4.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto I-Segunda planta	63
Tabla 1.5.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto I-Segunda planta	63
Tabla 1.6.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto II	64
Tabla 1.7.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto III	64
Tabla 1.8.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto IV	65
Tabla 2.1.- Datos para el cálculo del perfil “real” de Radiación Directa Normal Horaria.....	86
Tabla 2.2.- Parámetros geográficos de Cerro Prieto Baja California.....	91
Tabla 2.3.- Radiación normal directa tomada por hora en un año promedio de Cerro Prieto Baja California. (Enero-Junio)	92
Tabla 2.4.- Radiación normal directa tomada por hora en un año promedio de Cerro Prieto Baja California. (Julio-Diciembre)	92
Tabla 2.5.- Resultados arrojados por el modelo utilizado para el potencial solar obtenido en Cerro Prieto por los colectores cilindro parabólico.....	95
Tabla 2.6.- Valores termodinámicos de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión.....	96
Tabla 2.7.- Tabla resumen de parámetros obtenidos de la planta geotérmica de 20 MW.....	97
Tabla 2.8.- Valores termodinámicos de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.	98
Tabla 2.9.- Tabla de parámetros principales de la planta geotérmica modificada aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.....	99
Tabla 2.10.- Valores termodinámicos de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.	100
Tabla 2.11.- Tabla de parámetros principales de la planta geotérmica modificada aumentando la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento.....	101
Tabla 2.12.- Resumen de los parámetros más importantes de la planta geotérmica y las propuestas para repotenciar la planta	102

Tabla 3.1.- Resumen de los parámetros de los colectores solares propuestos	104
Tabla 3.2.- Costos unitarios de los colectores cilindro parabólicos.....	105
Tabla 3.3.-Supuestos técnicos, sin proyecto y con proyecto.	109
Tabla 3.4.- Supuestos económicos financieros.....	109
Tabla 3.5.- Parámetros económicos de la planta sin la propuesta de mejora a través de la vida útil del proyecto	110
Tabla 3.6.- Parámetros económicos de la planta con proyecto a través de la vida útil de la propuesta de mejora	111
Tabla 3.7.- Flujos de ingresos de la planta de Cerro Prieto con proyecto	112
Tabla 3.8.-Resumen de resultados económicos del estudio	113
Tabla 3.9.- Escenarios de financiamiento con diferentes apalancamientos.	113
Tabla 3.10.- Datos de generación eléctrica para calcular las emisiones evitadas de CO ₂	114
Tabla 3.11.- Cálculo de las emisiones evitadas con el proyecto solar en el campo de Cerro Prieto.	114
Tabla 3.12.- Resumen de las emisiones evitadas durante el periodo de acreditación.	115
Tabla 3.13. Ingresos económicos por bonos de carbono solo de la aportación solar	116
Tabla 3.14.- Tabla comparativa de los datos económicos del proyecto solar con MDL.	117
Tabla 3.15 Tabla comparativa de los datos económicos del proyecto solar sin financiamiento, con MDL y con apalancamiento.	117

NOMENCLATURA

IMPULSA	Proyectos de Investigación Multidisciplinaria de Proyectos Universitarios de Liderazgo y Superación Académica
IPCC	Intergovernmental panel on climate change
IGCC	Gasificación Integrada en Ciclos Combinados
PCS	Poder Calorífico Superior
PCI	Poder Calorífico Inferior
P	Gradiente Hidrostático
CP	Cerro Prieto
ULG	Unidad de Lutita Gris
CSE	Cima de los minerales de sílice y epidota
EMPAPA	Evolución de Entalpía de Mezcla Promedio Ponderada
VPP	Vapor Promedio por Pozo
PFC	Perfluorcarbonados
HFC	Hidrofluorcarbonados
GEI	Gases de Efecto Invernadero
CMCC	Convención Marco Cambio Climático
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
PWG	Pressure Water Generation
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIE	Centro de Investigación en Energía
DNI	Direct Normal Incident
θ_i	Ángulo de Incidencia
U	Coeficiente Global de Pérdidas
RPM	Revoluciones por Minuto
MW	Mega Watts
MWe	Mega Watts Eléctricos
CO ₂	Dióxido de Carbono
°C	Grados Celsius
O&M	Operación y Mantenimiento
RBC	Relación Beneficio Costo
TIRM	Tasa Interna de Retorno Modificada

**REPOTENCIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE CERRO PRIETO DE LA CFE, INCORPORANDO EL USO DE
ENERGÍA SOLAR**

VPN	Valor Presente Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
TREMA	Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva
CERs	Certificados de Reducción de Emisiones
ERUs	Unidades de Reducción de Emisiones

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, geotérmicas, solares termoeléctricas, solares fotovoltaicas y mareomotrices. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los tres primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.

Una central termoeléctrica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) como de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear. Las centrales que en el futuro utilicen la fusión también serán centrales termoeléctricas.

En su forma más clásica, las centrales termoeléctricas consisten en una caldera en la que se quema el combustible para generar calor que se transfiere a unos tubos por donde circula agua, la cual se evapora. El vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande a continuación en una turbina de vapor, cuyo movimiento impulsa un alternador que genera la electricidad. Luego el vapor es enfriado en un Condensador donde circula por tubos agua fría de un caudal abierto de un río o por torre de refrigeración.

En las centrales termoeléctricas denominadas de ciclo combinado se usan los gases de la combustión del gas natural para mover una turbina de gas. En una cámara de combustión se quema el gas natural y se inyecta aire para acelerar la velocidad de los gases y mover la turbina de gas. Como, tras pasar por la turbina, esos gases todavía se encuentran a alta temperatura (500°C), se reutilizan para generar vapor que mueve una turbina de vapor. Cada una de estas turbinas impulsa un alternador, como en una central termoeléctrica común. El vapor luego es enfriado por medio de un caudal de agua abierto o torre de refrigeración como en una central térmica común. Además, se puede obtener la cogeneración en este tipo de plantas, al alternar entre la generación por medio de gas natural o carbón. Este tipo de plantas está en capacidad de producir energía más allá de la limitación de uno de los dos insumos y pueden dar un paso a la utilización de fuentes de energía por insumos diferentes.

México necesita incorporarse a los nuevos cambios que se están dando en todo el mundo principalmente en la actividad energética en el siglo XXI, concretamente las energías renovables que son alternativas a los combustibles fósiles.

Los combustibles fósiles han sido la fuente de energía empleada desde la revolución industrial, pero en la actualidad presentan fundamentalmente dos problemas: por un lado son recursos finitos, y se prevé el agotamiento de las reservas (especialmente de petróleo) en plazos más o menos cercanos, en función de los distintos estudios publicados. Por otra parte, la quema de

estos combustibles libera a la atmósfera grandes cantidades de CO₂, que ha sido acusado de ser la causa principal del calentamiento global. Por estos motivos, se estudian distintas opciones para sustituir la quema de combustibles fósiles por otras fuentes de energía carentes de estos problemas.

Es así que en México, como en todo el mundo, más allá de los convenios internacionales para enfrentar el cambio climático global, la emisión de gases de efecto invernadero y demás problemas ecológicos asociados a la energía tradicional, se tiene la necesidad o mejor dicho, la oportunidad de investigar, desarrollar y adoptar tecnologías que permitan aplicar fuentes renovables para tener un mejor futuro energético en el país.

La fuente principal de energía renovable es el sol que dado su tiempo de vida de 5 000 millones de años para las escalas de tiempo humano se puede considerar inagotable. La energía solar tiene diferentes modalidades: radiación solar, los vientos generados por gradientes de temperatura, biomasa, oleaje, etc. Y además de ser “inagotable” y lo más importante, que es limpia (con algunas consideraciones) para el ambiente y para las generaciones futuras. La producción de electricidad aprovechando la energía solar se puede obtener mediante la tecnología solar térmica de media y alta temperatura y en un caso especial por medio de paneles fotovoltaicos.

Una central térmica solar o central termosolar es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica como en una central térmica clásica. En ellas es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, de 300°C hasta 1000 C, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas. La tecnología cilindro parabólica basa su funcionamiento en el seguimiento solar y la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal del cilindro. En esto tubos un fluido transmisor de calor, tal como aceite sintético es calentado por los rayos solares concentrados a una temperatura de aproximadamente 400°C.

La energía geotérmica que se refiere a la energía térmica natural existente en el interior de la Tierra, es la utilización de la energía térmica que transportada a través de la roca y/o fluidos, se desplaza desde el interior de la corteza terrestre hacia los niveles superficiales de la misma, dando origen a los sistemas geotérmicos.

Las plantas geotérmicas funcionan igual que una termoeléctrica convencional, con la diferencia que la energía térmica proviene del recuso geotérmico. Las plantas pueden ser de tres tipos, de ciclo de potencia con turbina y condensador, de turbina de contrapresión y de turbina de ciclo binario. México ocupa el cuarto lugar en generación geotermoeléctrica con 965 MW a nivel mundial, que representan el 3% de la capacidad instalada total en el sector eléctrico mexicano, México tienen cuatro campos de generación geotérmica, cabe mencionar que el campo de Cerro Prieto es el segundo campo más grande en generación geotérmica en el mundo. El campo geotérmico Cerro Prieto se localiza al norte del estado de Baja California en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, Baja California. En este campo se han perforado más de 200

pozos con profundidades entre 700 y 4,300 metros. Actualmente se tienen instaladas cuatro centrales con una capacidad instalada total de 720 MWe.

Este estudio se enfoca en analizar la viabilidad de incorporar el uso de la energía solar en los campos geotérmicos específicamente repotenciar el campo geotérmico de Cerro Prieto, el cual tiene una posición geográfica privilegiada para el uso de esta tecnología solar. Las tareas del trabajo consistirán en proponer y evaluar el incremento de temperatura de saturación del agua geotérmica, así como el incremento de la temperatura del vapor de flash hasta un nivel mayor de sobrecalentamiento.

Para poder logra esto, el trabajo se divide en 3 Capítulos en los cuales se profundiza el análisis de la propuesta de repotenciación del campo geotérmico de Cerro Prieto inyectando energía solar térmica por medio de colectores cilindro parabólico.

El Capítulo I se enfoca en estudiar las bases de las energías alternas aplicadas en este trabajo, específicamente la energía solar y geotérmica. También habla del cambio climático y las formas en que se pueden mitigar los gases de efecto invernadero. Abordando las distintas formas de generación de energía eléctrica por medio de plantas solares y geotérmicas. Se efectuará un resumen técnico de la planta de Cerro Prieto de CFE, mostrando sus parámetros de operación y desempeño, así como las áreas de oportunidad para aprovechar la energía térmica solar para repotenciar algunas unidades existentes en este campo. Todos estos datos servirán de base para elaborar los cálculos dando un marco teórico amplio de las herramientas a manejar en la propuesta.

El Capítulo II se evalúa las diferentes propuestas de repotenciar la planta de Cerro Prieto, inyectando energía solar mediante colectores solares cilindro parabólicos, evaluando con diferentes configuraciones la planta geotérmica para encontrar la mejor propuesta. El capítulo se divide en dos partes, en la primera se darán las ecuaciones para medir el potencial solar en el sitio, se ocuparon datos meteorológicos de Mexicali, esto ayudará a obtener el potencial de energía y calcular el área necesaria, así como el número de colectores que se necesitan. En la segunda parte evaluaremos los resultados obtenidos en la planta geotérmica inyectándole la energía térmica solar. Con esto se elegirá la opción con mayor viabilidad técnica, la cual será la propuesta a evaluar en el capítulo siguiente.

El Capítulo III toma la conclusión del estudio técnico de la propuesta para repotenciar la planta de Cerro Prieto, y en este capítulo se evaluará la parte económica y algunos beneficios ambientales que se pueden obtener al implementar este tipo de tecnología. Se analizarán los costos de implementación de los colectores solares, los beneficios económicos al obtener energía con un combustible gratuito, como el sol, también se realizará el estudio de sensibilidad económica del proyecto, la opción de apalancamiento, la energía desplazada convencional, las emisiones evitadas y algunos posibles ingresos económicos por bonos de carbono. Dando como resultado la elección de viabilidad del proyecto, técnicamente y económicamente.

CAPITULO I.- ANTECEDENTES

Introducción

Este capítulo se enfoca en estudiar las bases de las energías alternas aplicadas en este trabajo, específicamente la energía solar y geotérmica. También se hablará del cambio climático y las formas en que se pueden mitigar los gases de efecto invernadero. Se abordarán las distintas formas de generación de energía eléctrica por medio de plantas solares y geotérmicas. Se realizará un resumen técnico de la planta de Cerro Prieto de CFE, mostrando sus parámetros de operación y desempeño, así como las áreas de oportunidad para aprovechar la energía térmica solar para repotenciar algunas unidades existentes en este campo.

1.1.- Energías alternas

Genéricamente, se denomina energía alternativa, o más propiamente fuentes de energía alternativas, a aquellas fuentes de energía planteadas como alternativa a las tradicionales o clásicas. No obstante, no existe consenso respecto a qué tecnologías están englobadas en este concepto, y la definición de "energía alternativa" difiere según los distintos autores: en las definiciones más restrictivas, energía alternativa sería equivalente al concepto de energía renovable o energía verde, mientras que las definiciones más amplias consideran energías alternativas a todas las fuentes de energía que no implican la quema de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo); en estas definiciones, además de las renovables, están incluidas la energía nuclear o incluso la hidroeléctrica.

Los combustibles fósiles han sido la fuente de energía empleada desde la revolución industrial, pero en la actualidad presentan fundamentalmente dos problemas: por un lado son recursos finitos, y se prevé el agotamiento de las reservas (especialmente de petróleo) en plazos más o menos cercanos, en función de los distintos estudios publicados. Por otra parte, la quema de estos combustibles libera a la atmósfera grandes cantidades de CO₂, que ha sido acusado de ser la causa principal del calentamiento global. Por estos motivos, se estudian distintas opciones para sustituir la quema de combustibles fósiles por otras fuentes de energía carentes de estos problemas.

Las energías alternativas se dividen en dos grandes grupos:

- Fuentes de energía renovables (eólica, solar, biomasa, etc.)
- Energía nuclear

No todos coinciden en clasificar la energía nuclear dentro de las energías alternativas, pues al igual que los combustibles fósiles, se trata de un recurso finito, y además presenta problemas medioambientales importantes, como la gestión de los residuos radiactivos o la posibilidad de un accidente nuclear. Sin embargo, la reducida emisión de CO₂ de esta tecnología, y la todavía insuficiente capacidad de las energías renovables para sustituir completamente a los combustibles fósiles, hacen de la energía nuclear una alternativa sujeta a fuerte polémica.

En este trabajo de tesis se abordarán más ampliamente las energías alternas solar y geotérmica.

1.1.1.- Geotermia

Definición de Geotermia

En general, la palabra geotermia se refiere a la energía térmica natural existente en el interior de la Tierra. En la práctica se le denomina así al estudio y utilización de la energía térmica que transportada a través de la roca y/o fluidos, se desplaza desde el interior de la corteza terrestre hacia los niveles superficiales de la misma, dando origen a los sistemas geotérmicos. Aún cuando la geotermia ha existido siempre, no fue sino hasta principios del siglo pasado que empezó a dársele uso en forma comercial, haciéndose notoria su existencia hace apenas cuatro décadas. En los años 70's con el incremento en el costo de los combustibles fósiles se le dio una importancia relevante, ayudando a suministrar parte de los requerimientos de energía de muchos países.

Estructura de la tierra

Para representar la estructura interna de la Tierra existen dos modelos: el modelo geoquímico y el modelo dinámico. Estos clasifican a la estructura de la Tierra desde la superficie hasta su centro, el cual se encuentra a una profundidad de 6,371Km, en función de su composición química y de la rigidez y plasticidad, respectivamente. En el modelo geoquímico existen tres capas concéntricas: Corteza, manto y núcleo. La capa externa de la superficie, denominada corteza, está constituida por rocas en estado sólido. Su espesor rara vez supera los 70Km, la densidad media es de aproximadamente 3 g/cm^3 y la temperatura media en su límite inferior es de unos 400°C . La segunda capa, denominada manto, se halla inmediatamente debajo de la anterior. Se compone de manto superior (700Km de profundidad, $1,500^\circ\text{C}$ de temperatura y $3,3 \text{ g/cm}^3$ de densidad) y de manto inferior (2,900Km de profundidad, $3,000^\circ\text{C}$ de temperatura y $5,7 \text{ g/cm}^3$ de densidad). Los materiales que constituyen el manto tienen una composición mineralógica distinta de las de las rocas de la parte superficial. A partir de los 2.900km se inicia la tercera capa denominada núcleo. Se compone de núcleo externo (5,100Km de profundidad, $4,000^\circ\text{C}$ de temperatura y 9 g/cm^3 de densidad) y de núcleo interno (hasta 6,371Km de profundidad, $6,000^\circ\text{C}$ de temperatura y 12 g/cm^3 de densidad) En el modelo dinámico la estructura se compone de cuatro capas: Litosfera (abarca los 100Km iniciales del manto superior), constituye una parte sólida y rígida; Astenosfera (250Km de profundidad en el manto superior), fundamentalmente es una capa sólida, aunque también contiene parte plástica; Mesosfera (abarca parte del manto superior y todo el manto inferior), constituye una capa sólida; y Endosfera (abarca todo el núcleo), tiene parte fluida, correspondiente al núcleo externo, y parte sólida, correspondiente al núcleo interno¹.

¹ Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia

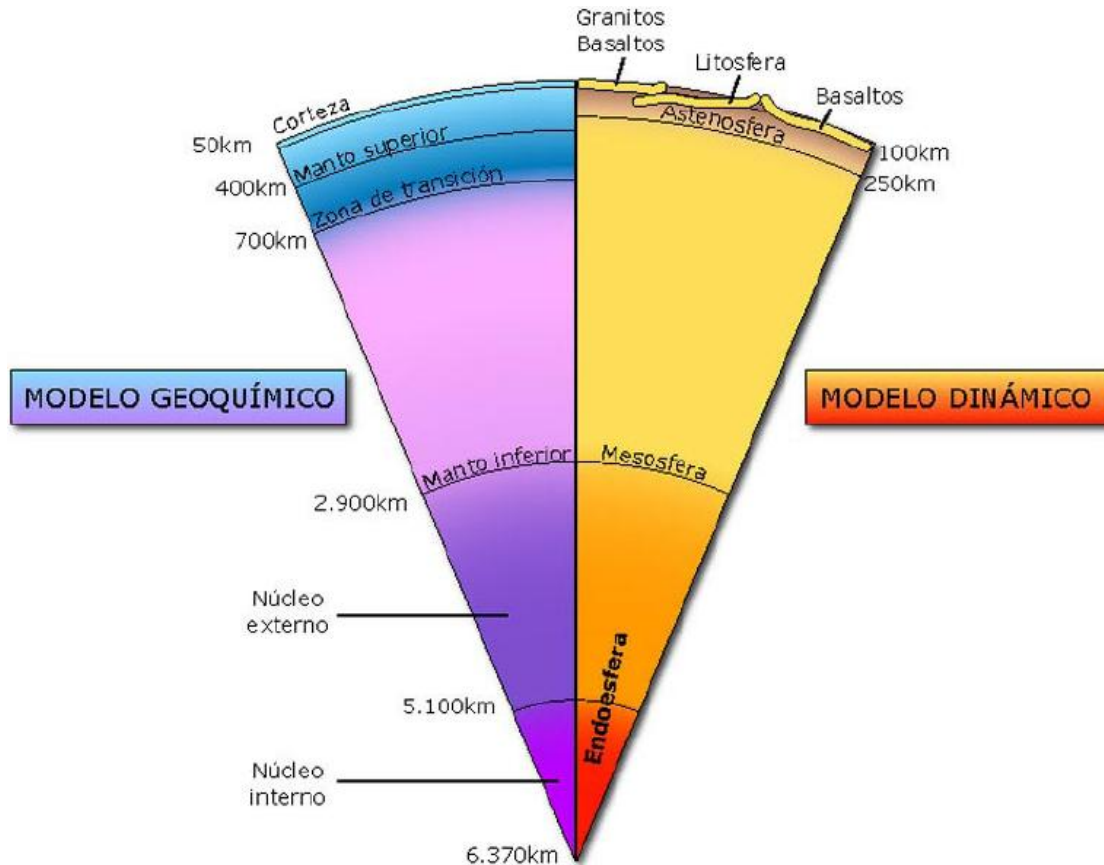


Figura 1.1.- Modelos de la estructura de la tierra²

La corteza está compuesta por placas que se mantienen rígidas y cuando se desplazan ocasionan grandes divisiones en la tectónica terrestre, las manifestaciones geotérmicas aparecen regularmente cerca de estos bordes.

Son seis las placas o aéreas litosféricas en las que está dividida la corteza terrestre, además de varias otras placas más pequeñas. Debido a las grandes tensiones generadas bajo la litosfera, estas placas están cambiando continuamente de posición. Los márgenes de las placas corresponden a zonas de la corteza débiles y densamente fracturadas, caracterizadas por una intensa sismicidad, por un gran número de volcanes y por un alto flujo de calor terrestre, debido al ascenso de materiales muy calientes hacia la superficie. Las áreas geotermales más importantes se ubican alrededor de los márgenes de placas. Las principales manifestaciones geotérmicas son los volcanes, los geiseres, las aguas termales y los volcanes de lodo.

² Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España.



Figura 1.2.- Lodos hirvientes y vapor³



Figura 1.3.- Placas de la corteza terrestre

En la corteza se encuentran una gran cantidad de elementos rocas y minerales, con diferentes propiedades, como densidad, permeabilidad y conductividad. Estas propiedades van a ser importantes cuando se quiera explotar el recurso geotérmico.

³ Geothermal Education Office

Gradiente de temperatura en la tierra

La energía interna de la Tierra procede del calor acumulado en su núcleo durante el proceso de formación del planeta (hace aproximadamente 4,600 millones de años) y, fundamentalmente, de las radiaciones emitidas por la desintegración atómica de elementos químicos radiactivos (uranio 238, torio 232, potasio 40, etc.) presentes en el interior de la misma. El calor almacenado en el interior de la Tierra no se encuentra uniformemente distribuido, sino que es más elevado en el núcleo (alrededor de 7.000°C) y de menor intensidad en la corteza. El gradiente térmico creado, es decir, la diferencia de temperaturas existente, origina un flujo de calor desde las zonas más calientes hacia las más frías de la corteza. El flujo de calor cerca de la superficie, que tiene lugar fundamentalmente por conducción, depende del gradiente térmico y de la conductividad térmica del material. A nivel global del planeta, a medida que se profundiza en la corteza terrestre, la temperatura suele aumentar aproximadamente 3°C cada 100m. Sin embargo, existen zonas de la superficie terrestre que presentan anomalías geotérmicas, originadas por la ascensión, en determinadas condiciones, de parte de material fundido de las profundidades y que queda atrapado en espacios próximos a la superficie. Por tanto, en sectores de la corteza terrestre pueden existir masas de material a gran temperatura (800°C- 1,000°C) que pueden dar lugar a un gradiente de temperatura entre 100°C y 200°C por kilómetro⁴. En estas zonas pueden existir yacimientos geotérmicos, los cuales, a veces, se manifiestan en la superficie en forma de emanaciones gaseosas de aguas termales, de erupciones volcánicas, etc.

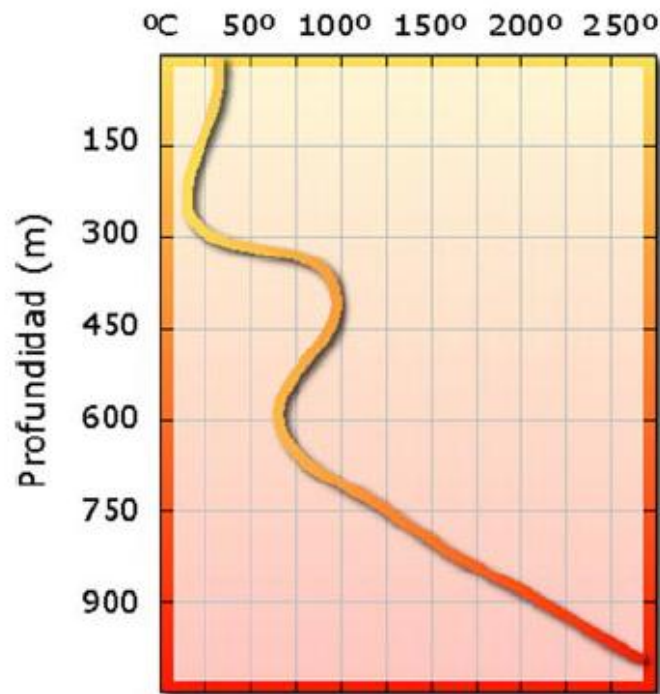


Figura 1.4.- Gradiente de Temperatura de la tierra⁵

⁴ Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España

⁵ Geothermal Energy Association

Flujo de calor

La ecuación de conducción de calor viene dada por:

$$q = kA \frac{dT}{dx}$$

En esta expresión q (W/m^2) es el flujo de calor por metro cuadrado que fluye verticalmente a través de la Tierra. dT es la diferencia de temperatura a la distancia vertical z , y dT/z es el gradiente térmico. La constante k es la conductividad térmica del terreno (en $W/m^{\circ}C$) y es igual al flujo de calor por segundo que atraviesa un área de 1 metro cuadrado cuando el gradiente térmico es de $1^{\circ}C$ por metro en la dirección del flujo. Si, por ejemplo, la temperatura a 2km (2,000m) de profundidad es de $60^{\circ}C$ y la temperatura en la superficie es de $10^{\circ}C$, el gradiente de temperatura será: $(60-10)/2.000=0,025^{\circ}C/m$, y si la conductividad térmica de las rocas que componen la corteza terrestre es de $2.5W/m^{\circ}C$, el flujo de calor será de $2.5 \times 0.025=0.0625W/m^2$. Si existen capas delgadas con conductividades pequeñas se requieren grandes diferencias de temperatura para que el flujo de calor sea alto.

Recursos geotérmicos

Los recursos geotérmicos, el agua caliente y/o roca caliente de los cuales es posible extraer energía se forman por la acumulación del calor en zonas llamadas sistemas geotérmicos a pocos kilómetros de profundidad en la corteza. Se pueden clasificar de varias formas, dependiendo de su tipo o temperatura.

Los sistemas de acuerdo con su tipo se pueden clasificar en:

- a) Sistemas hidrotermales
- b) Sistemas de roca seca caliente
- c) Sistemas marinos
- d) Sistemas magmáticos
- e) Sistemas geopresurizados

- a) Sistemas hidrotermales

Son conocidos como reservorios geotérmicos o yacimientos geotérmicos y son sistemas de agua muy caliente y/o vapor. Si las condiciones geológicas de la zona lo permiten se forma una intrusión de magma en la corteza terrestre que calienta las rocas aledañas; si agua subterránea pasa por estas rocas calientes se forma un acuífero de agua caliente o vapor a alta presión. Este reservorio se puede aprovechar perforando hasta llegar a él, se atraviesa la capa sello de rocas impermeables hasta llegar a las rocas permeables que forman el yacimiento, el agua entonces dependiendo de la temperatura y profundidad, saldrá a la superficie en forma de vapor, mezcla o agua caliente.

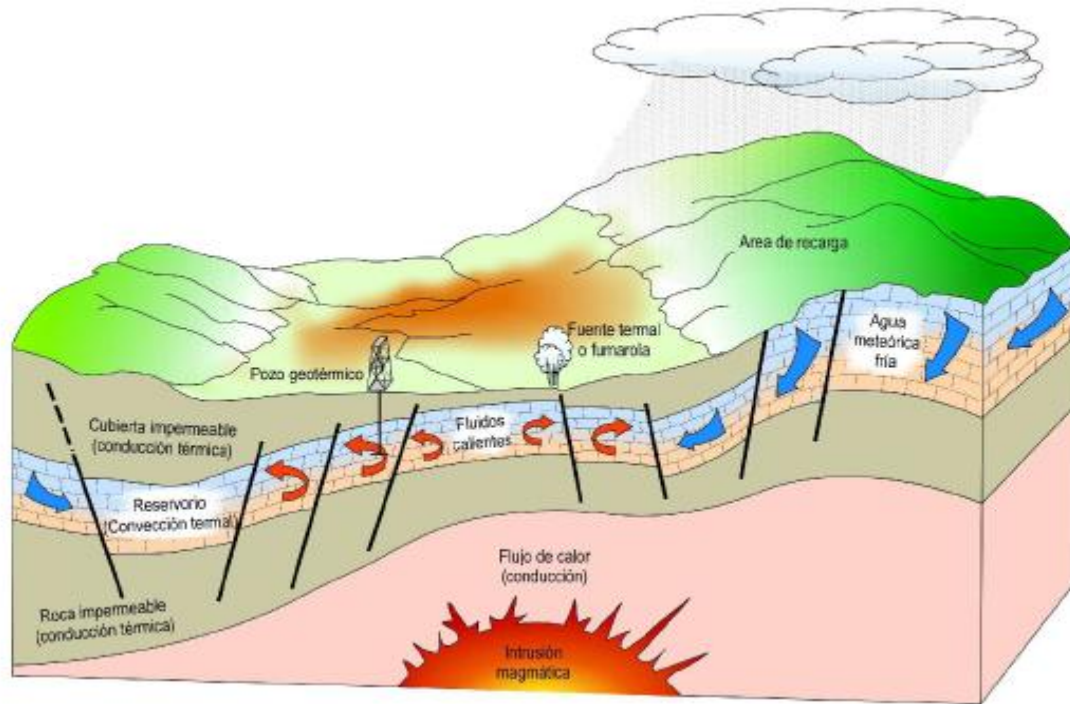


Figura 1.5.-Esquema de un reservorio geotérmico⁶

A su vez estos se clasifican según su temperatura en:

- Recursos de alta temperatura $T > 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- Recursos de media temperatura $90 \text{ }^{\circ}\text{C} < T < 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- Recursos de baja temperatura $T < 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Y dependiendo de la temperatura del agua caliente o vapor será la aplicación. La industria en general puede beneficiarse de una fuente de calor económica, segura y limpia (ver Figura 1.6).

⁶ Dickson y Fanelli, Geothermal Energy

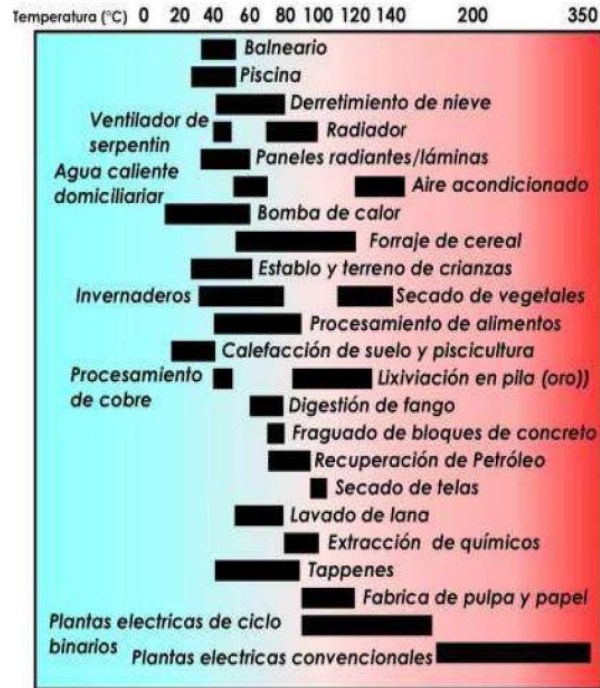


Figura 1.6.- Esquema representativo de los usos de la energía geotérmica de sistemas hidrotermales⁷

b) Roca seca caliente (hot dry rock)

Para aprovechar un recurso de alta o media temperatura, se requiere agua que circule a través de las rocas calientes y forme el reservorio o yacimiento geotérmico que después se explotara. En ausencia de esta agua, un método utilizado para aprovechar este recurso es inyectar agua a alta presión hasta fracturar la roca y formar artificialmente el reservorio.

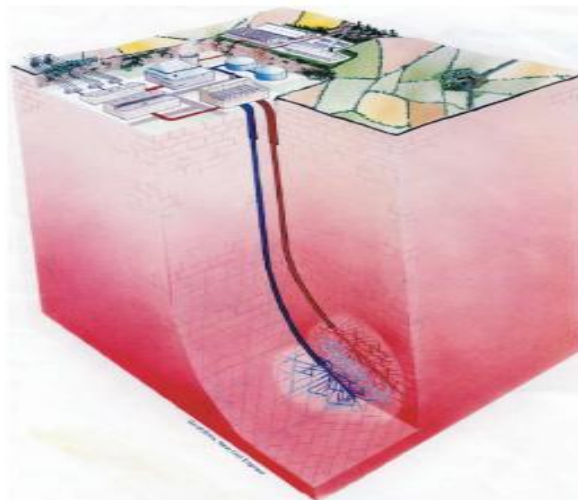


Figura 1.7.- Sistema de roca seca caliente

⁷ Trillo y Angulo, Guía de la Energía Geotérmica

c) Sistemas marinos.

En el fondo del océano se han encontrado fuentes de agua muy caliente, en el Golfo de California, se han identificado varios puntos de ventilas hidrotermales, se han hecho varias propuestas para el aprovechamiento de estos recursos como el generador submarino propuesto por el Proyecto IMPULSA IV.

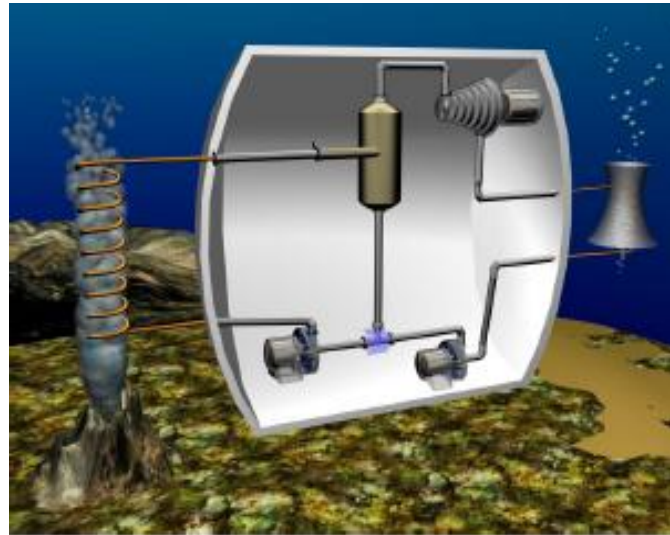


Figura 1.8.- Sistema de generación propuesto para una ventila hidrotermal⁸

d) Sistemas magmáticos.

Son sistemas de roca fundida existentes en las cámaras magnaticos de los volcanes. El atractivo más importante son las altas temperaturas disponibles ($T > 800$ °C). Pero no se cuentan con materiales disponibles en la actualidad.



Figura 1.9.- Nevado de Colima México

⁸ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2009

e) Sistemas geopresurizados.

Los sistemas geopresurizados son depósitos de agua y vapor, junto con gas metano, almacenados a altas presiones, mayores a la presión hidrostática (700 atm).



Figura 1.10.-Representación de un sistema geopresurizado en Texas⁹

Evaluación del recurso

El aprovechamiento de los recursos requiere de todo un proceso de evaluación y exploración de los mismos y es una actividad multidisciplinaria que reúne geólogos, geofísicos e ingenieros. La exploración es una etapa crucial del proyecto con un gran porcentaje de inversión.

Entre los objetivos de la exploración se incluye en modelos conceptuales del yacimiento, para esto se requieren datos geológicos y geofísicos de la zona, la perforación de pozos de gradiente para estimar las temperaturas en el yacimiento este modelo permitirá estimar el tamaño del yacimiento y su energía, y así tener una mejor certidumbre al momento de iniciar los pozos exploratorios que son anteriores a los pozos de producción.

Usos eléctricos de la energía geotérmica.

Las centrales generadoras que funcionan con energía geotérmica se llaman plantas geotermoeléctricas y tienen varias ventajas respecto a las centrales termoeléctricas convencionales, tienen menos emisiones, son más económicas a largo plazo, tienen altos factores de planta, etc.

Estas plantas funcionan igual que una termoeléctrica convencional, con la diferencia que la energía térmica viene del recurso geotérmico.

Las plantas pueden ser de tres tipos, de ciclo de potencia con turbina y condensador, de turbina de contrapresión y de turbina de ciclo binario.

En el capítulo 1.3.1 retomaremos el uso de la geotermia para la producción de energía eléctrica y profundizaremos en el tipo de plantas geotérmicas.

⁹ Geothermal Energy Association

1.1.2.-Solar

Origen

El Sol es el origen de la energía solar y de las otras fuentes renovables de energía. Esta estrella es un enorme reactor de fusión nuclear que transforma parte de su masa en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein, $E=m \cdot c^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m; c es la velocidad de la luz. El Sol emite al espacio energía en forma de radiación electromagnética, la cual puede desplazarse en el vacío, es decir, no requiere medio material para propagarse. De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar (ver Figura 1.11).

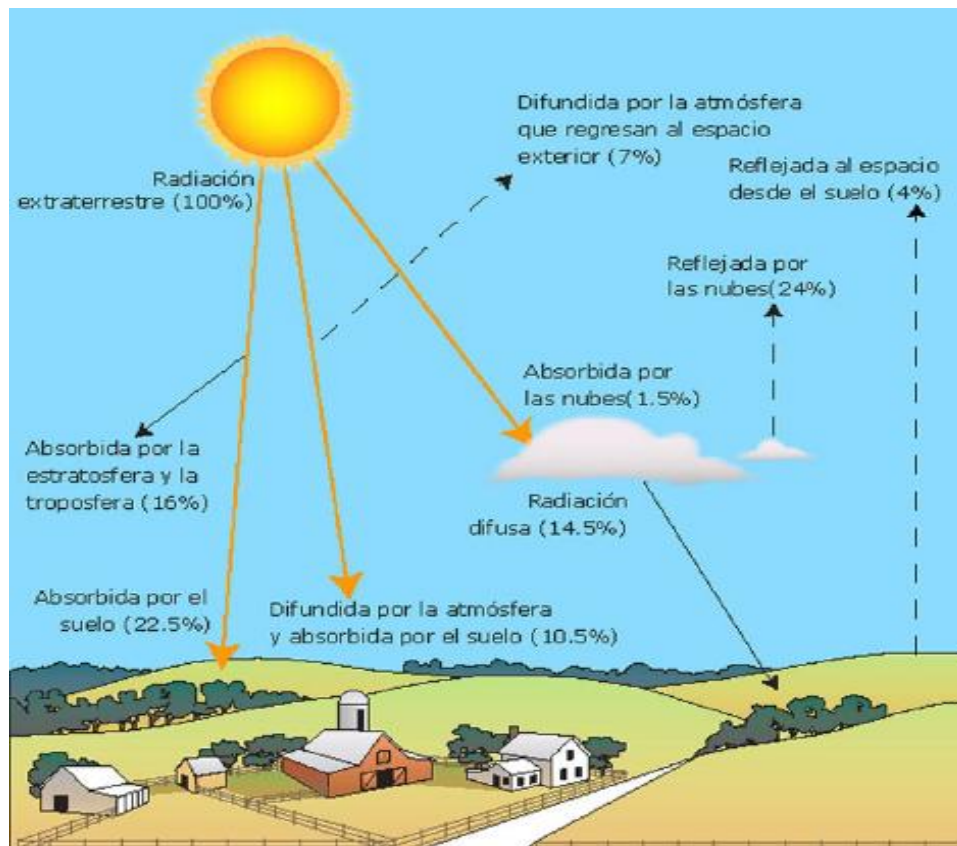


Figura 1.11.- La energía del Sol que llega a la Tierra¹⁰

De ella, el 16% es absorbida por la estratosfera y la troposfera y el 22,5% por el suelo; el 4% es reflejada directamente al espacio desde el suelo. La atmósfera difunde el 17,5% de la radiación, del cual el 10,5% es absorbido por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior. Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1,5% y enviando al suelo, como radiación difusa, el 14,5%, que es absorbido por el mismo. Así, pues, el 47,5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra por tres vías:

- ✓ Radiación directa: Es la radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el Sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección (es la más importante en un día soleado)

¹⁰ Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España

- ✓ Radiación difusa: Es una radiación que incide indirectamente, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire (es la radiación típica de los días nublados)
- ✓ Radiación reflejada o albedo: Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (es importante cerca del mar y de las zonas con nieve)

Potencial

Puede estimarse que la emisión solar total al espacio, asumiendo una temperatura del Sol de 5,760K, es de $3,84 \times 10^{26} \text{W}$. No obstante, solo una diminuta fracción de ella es interceptada por la Tierra, debido a que la energía recibida es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol (150 millones de kilómetros) La potencia recibida en la parte superior de la atmósfera sobre una superficie perpendicular al rayo de sol, en el caso de una distancia al Sol promedio, se denomina constante solar, cuyo valor aproximado es de $1,367 \text{kW/m}^2$. Esta cantidad se reduce hasta aproximadamente 900W/m^2 cuando atraviesa la atmósfera y llega al suelo. La distribución de la energía solar que llega a la Tierra no es uniforme. En la caracterización de la radiación solar incidente en la Tierra, con el objeto de estimar el potencial solar, intervienen diversos factores. Entre estos factores pueden señalarse:

Las condiciones climatológicas, que influyen en el grado de nubosidad, la turbidez atmosférica, viento predominante, etc. son; Época del año, la latitud del lugar y la orientación de la superficie receptora.

En la siguiente figura se representa un mapa estimativo de la radiación solar en el Mundo, en Watts por m^2 . Puede observarse que la radiación es superior en las zonas ecuatoriales y tropicales e inferior en las zonas polares.

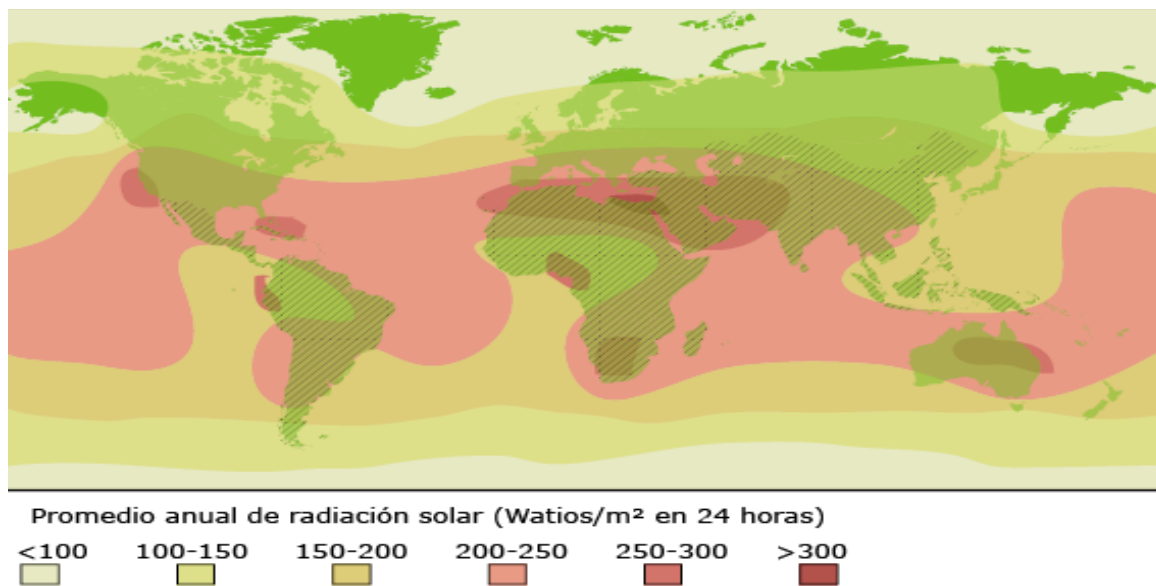


Figura 1.12.- Mapa estimativo de la radiación solar en el mundo¹¹

¹¹ <http://comunidad.eduambiental.org>

Como consecuencia de la variación de la declinación solar el ángulo con que los rayos solares inciden sobre la superficie terrestre (sobre un plano tangente a la superficie terrestre) será mayor o menor dependiendo de la época del año y de la latitud L del lugar. La perpendicularidad de los rayos solares es mayor en verano que en invierno ($\alpha_v < \alpha_i$). Por este motivo, la energía total incidente es muy superior en verano que en invierno.

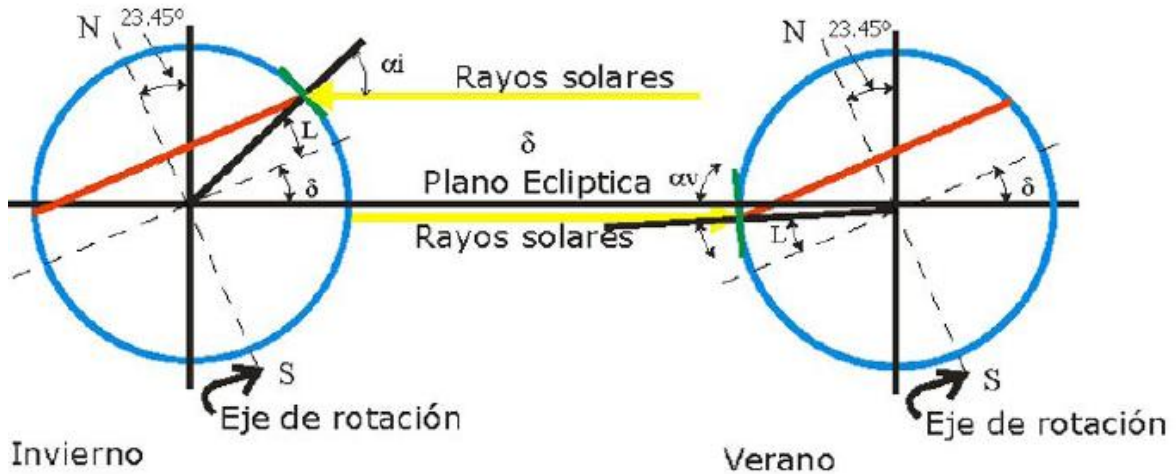


Figura 1.13.- Incidencia de los rayos solares en el invierno y en el verano

Asimismo, los rayos inciden con menor perpendicularidad a medida que aumenta, en valor absoluto, la latitud del lugar (ver Figura 1.14).

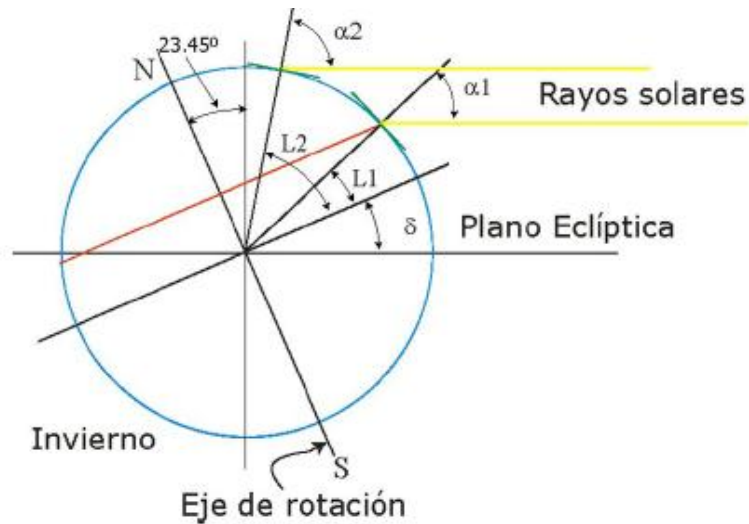


Figura 1.14.- Incidencia de los rayos solares en función del eje

Para muchas aplicaciones prácticas, no basta con calcular la radiación teórica que incide sobre un lugar o sobre un equipo solar determinado. Es necesario hacer las mediciones, para tener los valores efectivos de energía disponible o incidente sobre un colector. Para medir la radiación solar que llega en cada momento a un lugar determinado se utilizan diversos aparatos. Entre ellos se pueden señalar los piranómetros, que miden la radiación global (directa más difusa) (W/m^2), y los piroheliómetros que miden la radiación directa. A diferencia del piranómetro, que

suele instalarse fijo, el piroheliómetro debe contar con un sistema de movimiento de relojería para seguir el Sol con gran precisión. Sin embargo, no toda radiación puede ser transformada por los dispositivos tecnológicos existentes para su utilización en forma de potencia calorífica o eléctrica. En realidad la potencia recuperable es menor que la medida como consecuencia de los rendimientos de los equipos de transformación energética.

Tecnología

La tecnología actual que se utiliza para captar la energía solar directa y convertirla en una forma eficiente de energía se ha desarrollado en dos direcciones.

- Tecnología de conversión térmica, que absorbe la energía solar y la transforman en calor. Mediante esta tecnología es posible también obtener indirectamente electricidad mediante la transformación del calor con una máquina termodinámica.
- Tecnología de conversión eléctrica, que permite la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica.

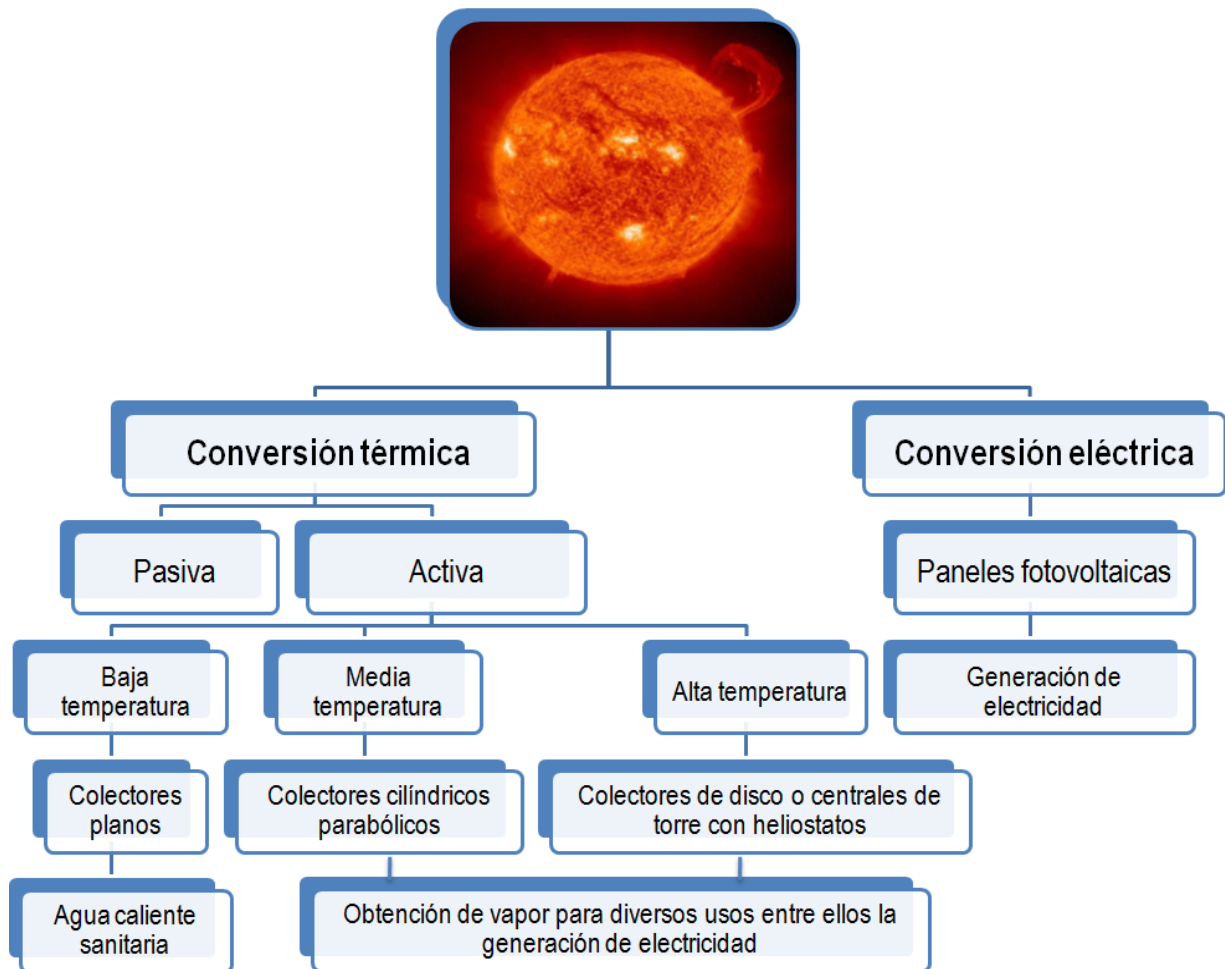


Figura 1.15.- Clasificación de las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar

La energía térmica captada puede utilizarse de forma pasiva o activa. La energía solar pasiva se aprovecha mediante el acondicionamiento pasivo de los edificios siguiendo las pautas de la llamada arquitectura bioclimática (ver Figura 1.16). Es decir, diseñando los edificios (materiales, orientación del edificio y ventanales, colores, tipos de cubiertas, etc.) de manera que aprovechen óptimamente las condiciones ambientales del entorno, (entre las que se encuentran la energía solar disponible), para disminuir el consumo de energía convencional sin renunciar a los niveles de confort demandados.

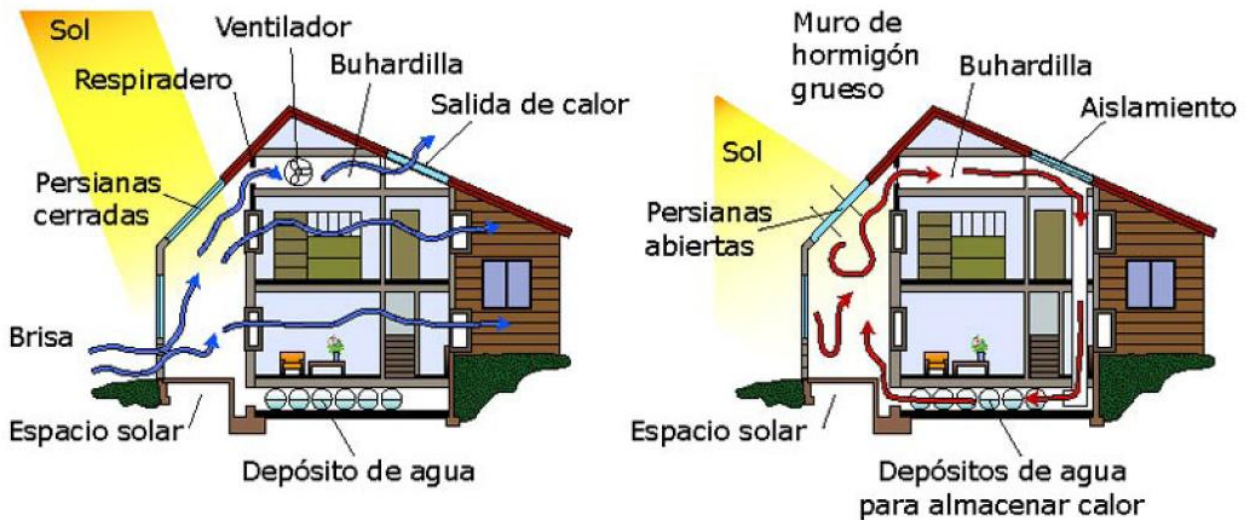


Figura 1.16.- Edificación bioclimática¹²

La tecnología utilizada en la captación de la energía solar térmica de forma activa se puede clasificar, en función del margen de temperatura que se requiera, en tecnologías de:

- Baja temperatura ($T < 90^{\circ}\text{C}$).
- Media temperatura ($90^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$)
- Alta temperatura ($T > 400^{\circ}\text{C}$)

a) Tecnología solar térmica de baja temperatura:

La tecnología solar térmica de baja temperatura se suele destinar al calentamiento de agua, por debajo de su punto de ebullición, para uso como agua caliente sanitaria. Los subsistemas empleados en esta tecnología dependen del tipo de instalación, pero en general, pueden señalarse los siguientes: subsistema de captación, subsistema de acumulación, subsistema intercambiador y subsistema auxiliar.

¹² Wikipedia. Energía Solar térmica

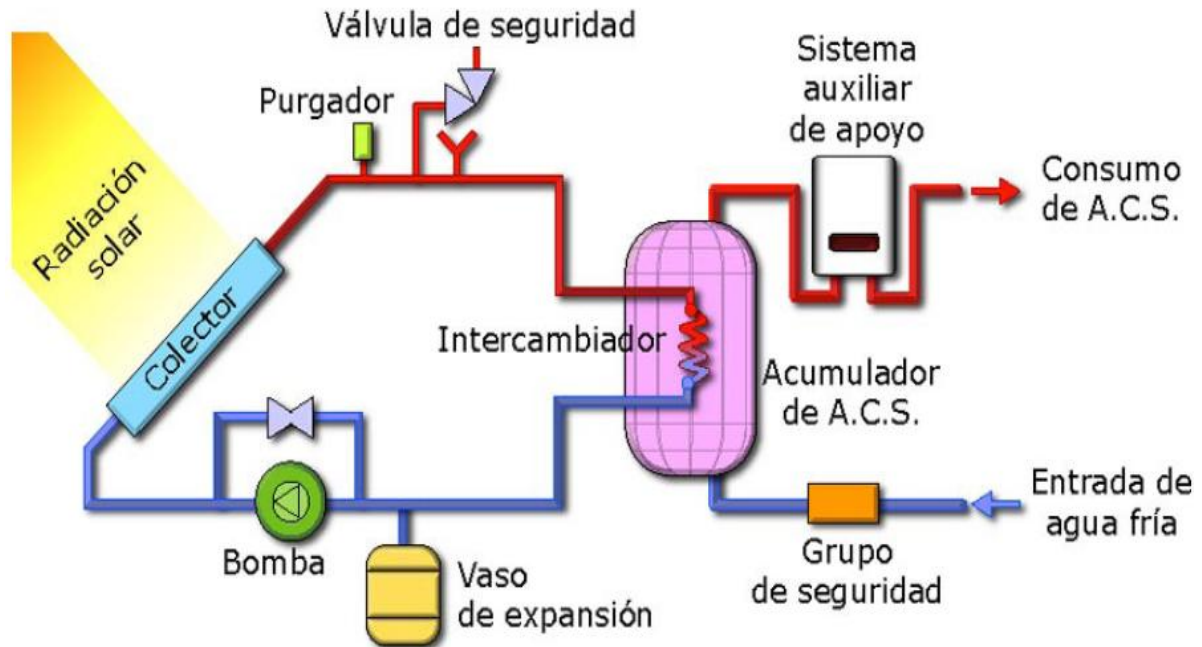


Figura 1.17.- Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de baja temperatura

b) Tecnología solar térmica de media temperatura

La tecnología solar térmica de media temperatura suele tener dos aplicaciones diferentes:

- ✓ La producción de calor en procesos industriales. Por ejemplo, vapor a temperaturas superiores a los 150°C.
- ✓ La generación de electricidad mediante la conexión del fluido caliente (hasta 400°C) utilizado por los colectores a un sistema convencional de producción de electricidad a partir de un ciclo térmico.

c) Tecnología solar térmica de alta temperatura

La tecnología solar térmica de alta temperatura suele destinar fundamentalmente a la generación de energía eléctrica.

En el capítulo 1.3.2 se retomará el uso de la energía solar para la producción de electricidad y se profundizará en el tipo de plantas solares.

1.2.- Medio ambiente e impacto ambiental

La mayor parte de la energía utilizada en los diferentes países proviene del petróleo y del gas natural. La contaminación de los mares con petróleo es un problema que preocupa desde hace muchos años a los países marítimos, sean o no productores de petróleo, así como a las empresas industriales vinculadas a la explotación y comercio de este producto. Desde entonces, se han tomado enormes previsiones técnicas y legales internacionales para evitar o disminuir la ocurrencia de estos problemas.

Los derrames de petróleo en los mares, ríos y lagos producen contaminación ambiental: daños a la fauna marina y aves, vegetación y aguas. Además, perjudican la pesca y las actividades recreativas de las playas. Se ha descubierto que pese a la volatilidad de los hidrocarburos, sus características de persistencia y toxicidad continúan teniendo efectos fatales debajo del agua. Pero, no son los derrames por accidentes en los tanqueros o barcos que transportan el petróleo, en alta mar o cercanía de las costas, los únicos causantes de la contaminación oceánica con hidrocarburos. La mayor proporción de la contaminación proviene del petróleo industrial y motor, el aceite quemado que llega hasta los océanos a través de los ríos y quebradas. Se estima que en escala mundial, 3, 500 millones de litros de petróleo usado entran en ríos y océanos y 5, 000 millones de litros de petróleo crudo o de sus derivados son derramados. Los productos de desechos gaseosos expulsados en las refinerías ocasionan la alteración, no sólo de la atmósfera, sino también de las aguas, tierra, vegetación, aves y otros animales. Uno de los contaminantes gaseosos más nocivo es el dióxido de azufre, daña los pulmones y otras partes del sistema respiratorio. Es un irritante de los ojos y de la piel, e incluso llega a destruir el esmalte de los dientes.

Otro de los impactos que genera la explotación de los recursos energéticos es la contaminación acústica, pues el ruido producido por la industria, disminuye la capacidad auditiva y puede afectar el sistema circulatorio, y aún, cuando los trabajadores de estas industrias ya están acostumbrados al ruido por escucharlos en forma prolongada, les genera daños mentales.

La minería y el procesamiento de minerales a menudo producen impactos ambientales negativos sobre el aire, suelos, aguas, cultivos, flora y fauna, y salud humana. Además pueden impactar, tanto positiva como negativamente, en varios aspectos de la economía local, tales como el turismo, la radicación de nuevas poblaciones, la inflación, etc. En el pasado, las empresas no siempre fueron obligadas a remediar los impactos de estos recursos. Como resultado, mucho de los costos de limpieza han debido ser subsidiados por los contribuyentes y los ciudadanos locales. Este papel presenta los costos representativos de numerosas actividades de remediación. Con frecuencia, el ítem más costoso a largo plazo es el tratamiento del agua. El uso de garantías financieras o seguros ambientales puede asegurar que el que contamina, paga por la mayoría de los costos.

Otra cuestión a tener en cuenta con respecto al impacto medioambiental de la obtención y consumo energéticos es la emisión de gases de efecto invernadero, como el CO₂, que están provocando el Cambio Climático. Se trata no sólo de las emisiones producidas por la combustión durante el consumo -como por ejemplo al quemar gasolina al utilizar un coche para el transporte de personas y mercancías-, sino también de la obtención de energía en centrales térmicas -en las que se genera electricidad por la combustión fundamentalmente de carbón. El uso cada vez más generalizado de energías renovables sustitutivas es la mejor forma de reducir este impacto negativo.

1.2.1.- Cambio climático

El calentamiento global y el cambio climático, junto con la búsqueda de un desarrollo sostenible, son los asuntos que producen más reuniones y eventos a nivel internacional y reúne a gran número de líderes políticos. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, lo define como el cambio originado en el clima directa o indirectamente por la acción del hombre y que se suma a la variabilidad natural del clima. Tal y como se recoge en esta definición, el clima sufre una variabilidad natural, pero es mucho más lenta y progresiva que la que está ocurriendo hoy en día.

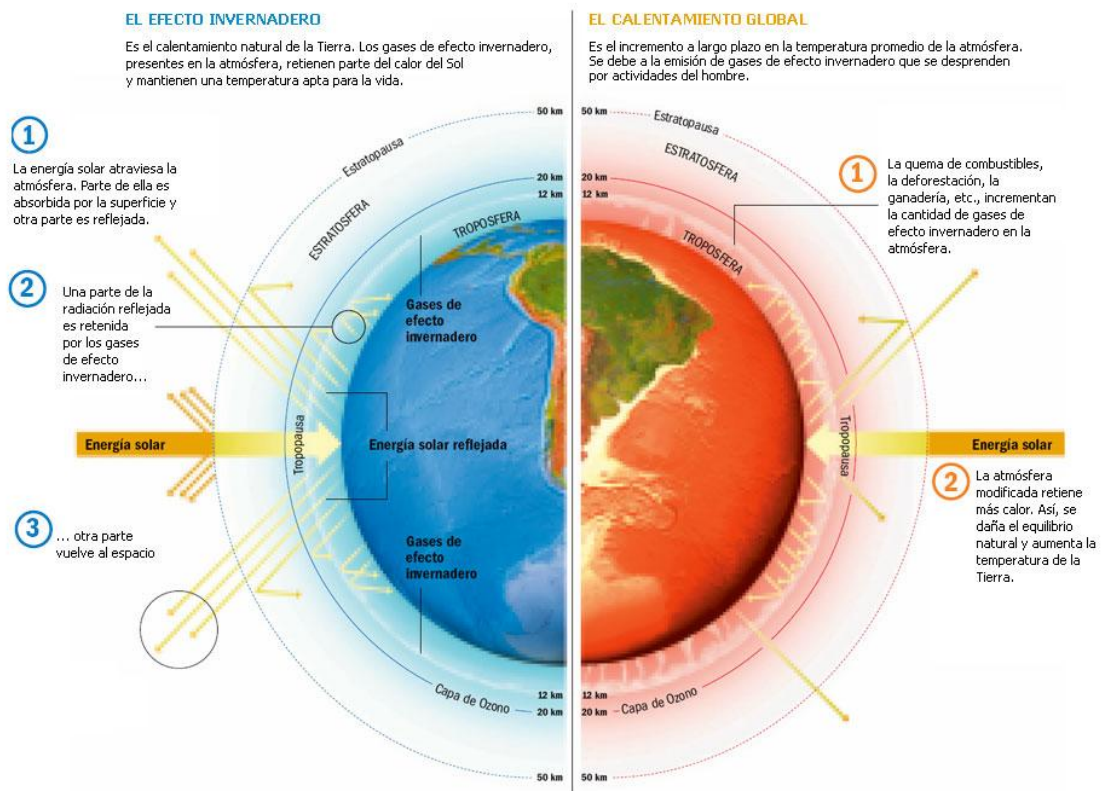


Figura 1.18.- Calentamiento global y efecto invernadero¹³

Variabilidad natural del clima

A lo largo de sus más de 4,000 millones de vida, la Tierra ha sufrido gran cantidad de cambios climáticos. Solamente en los últimos dos millones se han alternado glaciaciones y épocas de clima cálido que han afectado de forma determinante a todas las formas de vida en la Tierra y ha supuesto grandes cambios e incluso la desaparición de ecosistemas enteros, a pesar de que la temperatura media de la Tierra solo ha variado unos cinco o seis grados entre una época climática y otra. Sin ir demasiado lejos en el tiempo, en el 11,500 BC, o hace 13.500 años que es lo mismo, se produjo un cambio climático espectacular, cuando la tierra se calentó y subió el nivel del mar, provocando inundaciones, creando el mar báltico, el mar negro y eliminando a

¹³ Intergovernmental panel on climate change (IPCC)

todos los animales mayores que un coyote del norte de América, todos estos sucesos no ocurrieron de golpe, pero sí, en pocos cientos de años.

Gracias al estudio del clima de épocas pasadas a partir de burbujas de aire atrapadas en trozos de hielo de la Antártida y Groenlandia, a través de los anillos de árboles milenarios y fósiles y de las estalagmitas, sedimentos, etc. Se ha sabido, por ejemplo, que el desierto del Sahara tuvo una abundante vegetación y gran cantidad de cursos de agua, que entre 1550 y 1850 hubo una época especialmente fría que ha acabado llamándose Pequeña Edad de Hielo, en la que por ejemplo los canales de Holanda permanecían helados más de tres meses.

Incluso sin necesidad de remontarse tan atrás en el tiempo, tenemos datos que demuestran la influencia de fenómenos naturales en el clima, como la erupción del volcán Pinatubo en 1991, que hizo descender varias décimas de grado la temperatura de la Tierra durante algo más de dos años¹⁴.

Factores que influyen en el clima. Efecto invernadero natural y mecanismos forzados de radiación

La energía que recibimos del Sol y que llega a la parte alta de la atmósfera se compone de radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja. Para cuando esta energía solar llega a la superficie de la Tierra, ya ha sido absorbida en parte por el ozono, el vapor de agua y otros componentes de la atmósfera, además de por la vegetación, de manera que la energía que realmente llega a la superficie terrestre suele ser en un 49% radiación infrarroja, en un 42% luz visible y un 9% es radiación ultravioleta.

En definitiva, alrededor de un 30% de la energía que recibe la Tierra se refleja y devuelve al espacio, mientras que el 70% restante se absorbe, pero no de manera uniforme (es mayor en los polos, por ejemplo) sino que existen unas diferencias que producen fenómenos de convección, corrientes atmosféricas que transportan calor, evaporación, condensación... que producen el clima.

Según la cantidad de radiación infrarroja que emite la Tierra (240 W/m^2), sabemos que su temperatura debería ser de unos $-18 \text{ }^\circ\text{C}$. Pero lo cierto es que la Tierra tiene una temperatura media de 15°C . La diferencia entre la energía a la que equivalen estos $15 \text{ }^\circ\text{C}$ y la realmente emitida es la que se devuelve al espacio más lentamente porque queda atrapada por las nubes y ciertos gases atmosféricos como el dióxido de carbono, el metano y óxidos de nitrógeno, por lo que estos gases reciben el nombre de gases de efecto invernadero. Así que el efecto invernadero es un fenómeno natural y necesario, ya que es responsable de estos 33 grados de diferencia tan beneficiosos para la vida en el planeta, tal y como la conocemos hoy.

Pero las nubes tienen otro papel muy importante, ya que reflejan la luz del Sol. Así que teniendo en cuenta que se calcula que el calentamiento de la Tierra por el efecto invernadero supone unos 30 W/m^2 , mientras que el enfriamiento por ese reflejo de parte de la radiación es de 50 W/m^2 , resulta que el efecto invernadero natural supone un enfriamiento resultante de 20 W/m^2 , en contra del calentamiento global que produce el efecto invernadero producido por la acción humana.

Otros factores que influyen en el clima son los denominados mecanismos forzados de radiación, que pueden ser internos y externos. Los mecanismos externos se dan a escalas de tiempo de milenios e incluyen variaciones de la órbita terrestre, que fuerzan cambios entre condiciones glaciales e interglaciares, e incluso cambios físicos en el Sol, como las manchas solares que

¹⁴<http://www.formaselect.com/áreas temáticas/ medio ambiente/el proceso del cambio climático>

curren cada 11 años. Los mecanismos internos son la composición atmosférica, cuyos cambios están directamente relacionados con el clima, sobre todo en el caso de los gases de efecto invernadero, tal y como hemos comentado antes; y la actividad volcánica, ya que las emisiones de polvo y gases de las erupciones se mantienen durante varios años en la atmósfera y producen descensos en las temperaturas.

En conclusión, el clima terrestre es algo tremendamente complicado, ya que en él influyen la atmósfera, los océanos, las capas de hielo, los seres vivos y el suelo. Es decir, todos los flujos de materia y energía que se dan en nuestro planeta.

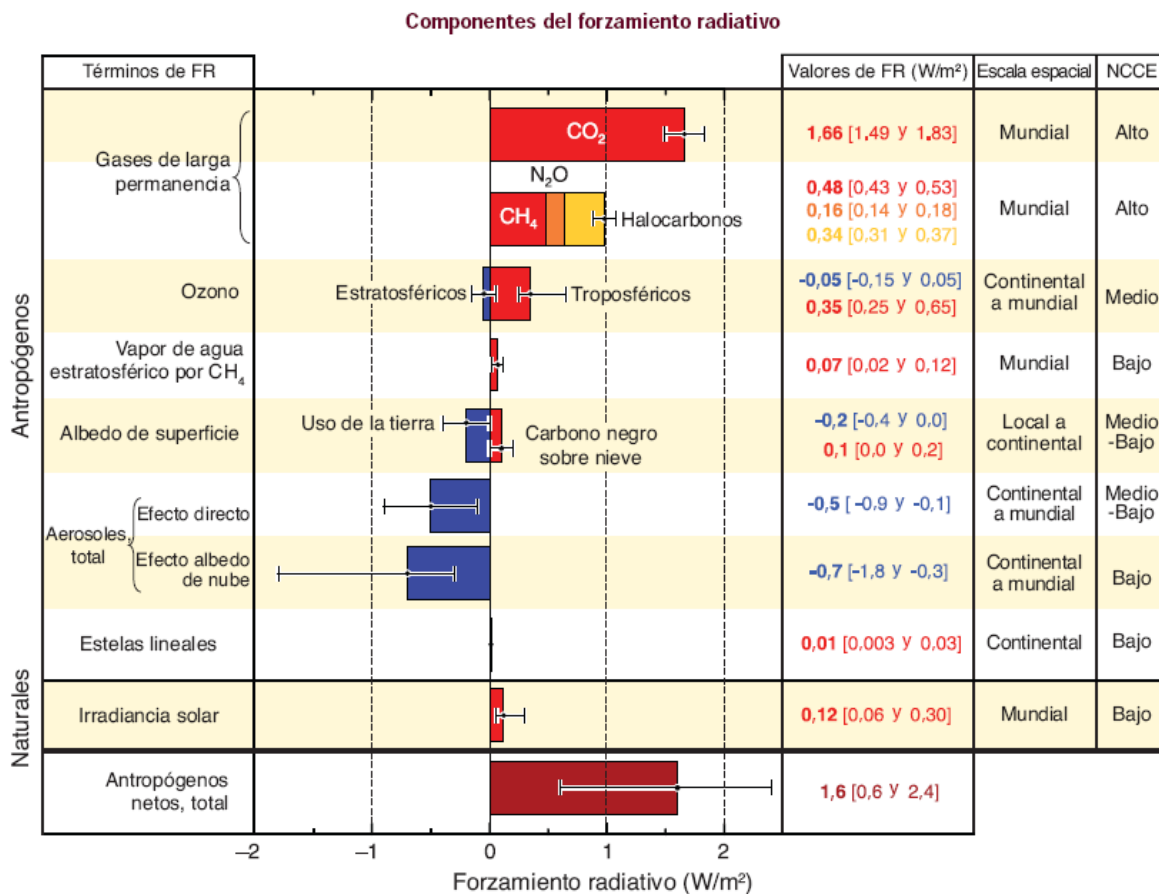


Figura 1.19.- Promedio mundial del forzamiento radiativo (FR) en 2005 (estimaciones óptimas y horquilla de incertidumbres del 5 al 95%) respecto de 1750 para CO₂, CH₄, N₂O y otros agentes y mecanismos importantes, extensión geográfica típica (escala espacial) del forzamiento, y nivel de conocimiento científico (NDCC) evaluado¹⁵.

Efecto invernadero antropogénico

Como ya hemos dicho, el efecto invernadero es un fenómeno natural y beneficioso, pero el problema se produce cuando por causas humanas se produce un aumento en la atmósfera de los gases de efecto invernadero, lo que aumenta este efecto y produce un calentamiento global

¹⁵ Informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (informe 2007)

del planeta. El aumento de la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero ha sido algo progresivo y constante, debido a la actividad humana. Por ejemplo, a principios de siglo por la quema de bosques para conseguir tierras de cultivo. La concentración de dióxido de carbono (CO₂) ha aumentado en las últimas décadas por uso de combustibles fósiles como fuente de energía, para el transporte y en procesos industriales. El metano (CH₄) también es otro gas de efecto invernadero y su concentración en la atmósfera se va aumentando en mayor medida por el tratamiento de residuos en los vertederos, la digestión de los rumiantes, al criarlos masivamente para alimento, la gestión del estiércol, del que junto con los fertilizantes agrícolas también se producen importantes cantidades de óxido nitroso, y en menor medida por los cultivos de arroz y las incineradoras de residuos. El óxido nitroso (N₂O) también se utiliza como propelente para aerosoles, en la fabricación de lámparas incandescentes y fluorescentes, etc.

Otros responsables del efecto invernadero antropogénico son compuestos como los perfluorcarbonados (PFC) y los hidrofluorcarbonados (HFC), que se utilizan en equipos de refrigeración, extintores de incendios y aerosoles, además del Hexafluoruro de azufre (SF₆), que se utiliza como gas aislante en equipos de distribución de energía eléctrica.

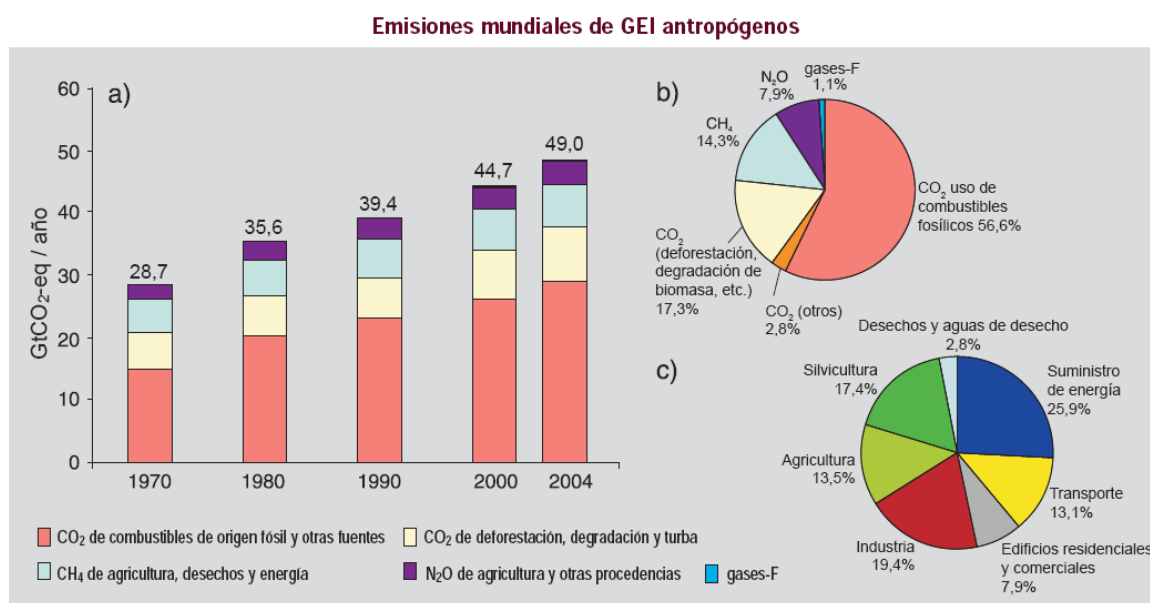


Figura 1.20 a) Emisiones mundiales anuales de GEI antropógenos entre 1970 y 2004. b) Parte proporcional de diferentes GEI antropógenos en las emisiones totales en el año 2004, en términos de CO₂-eq. c) Parte proporcional de diversos sectores en las emisiones totales de GEI antropógenos en 2004, en términos de CO₂-eq¹⁶

Calentamiento Global

Según el informe de 2001 del Intergovernmental Panel Climate Change (IPCC), la temperatura media de la Tierra ha aumentado 0.6°C en los últimos 100 años, pero es muy difícil saber si este incremento se debe a causas naturales o puede achacarse a actividades humanas, debido a que el clima es un sistema tremendamente complejo en el que influyen gran cantidad de factores.

¹⁶ Informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (informe 2007)

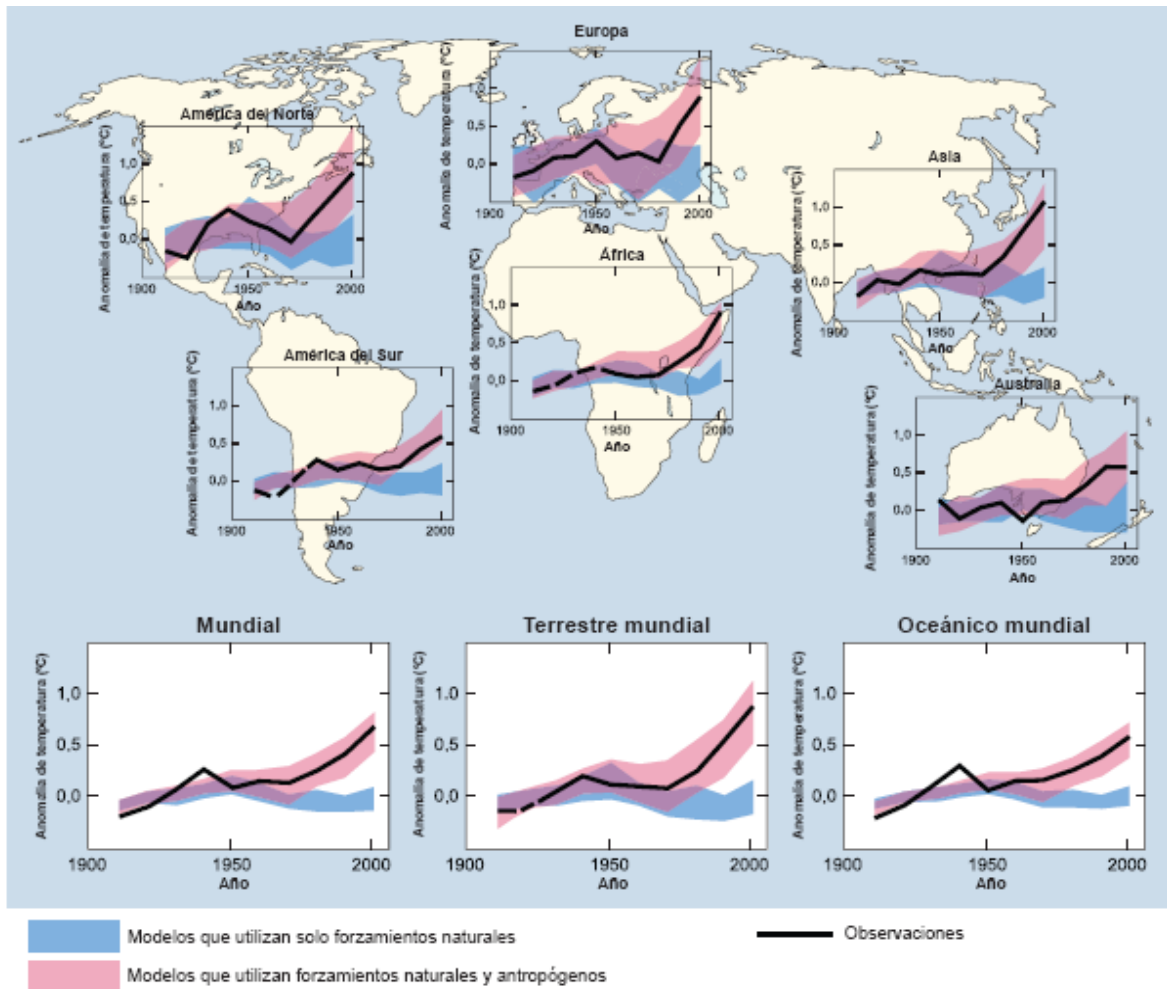


Figura 1.21.- Cambio experimentado por la temperatura a nivel mundial y continental¹⁷

Para analizar las variaciones en el clima y su relación con ciertas variables se crean complejos modelos a base de sistemas de ecuaciones que intentan simular su comportamiento real y tratan de hacer predicciones sobre su evolución. Estos modelos, al margen de pequeñas diferencias entre ellos, han coincidido en establecer una relación directa entre el calentamiento global y el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera por la acción humana. De hecho, en su informe de 1995, la IPCC afirma que el conjunto de evidencias sugiere un cierto grado de influencia humana en el clima global.

No obstante, hay muchos científicos que dudan de que exista relación entre el calentamiento global y la acción humana, sobre todo porque opinan que los modelos climáticos existentes son insuficientes y poco satisfactorios en relación a la complejidad del funcionamiento del clima. Pero a pesar de que existan estas posturas en contra, la gravedad de las consecuencias del calentamiento global hace que sea imprescindible tomar medidas para al menos reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

¹⁷ Informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (informe 2007)

Consecuencias del calentamiento Global

Hasta hace poco las previsiones hablaban de entre 1.5 y 4.5°C pero actualmente se sabe que el calentamiento se producirá con retraso con respecto al aumento en la concentración de gases de efecto invernadero, ya que los océanos más fríos absorberán gran parte del aumento de temperatura, de modo que la IPCC prevé para el año 2100 un calentamiento de entre 1.0 y 3.5°C. Estas variaciones de temperatura pueden parecer insignificantes, pero supondrán transformaciones tan importantes como:

- ✓ Las áreas desérticas serán más cálidas pero no más húmedas, lo que provocará graves consecuencias, sobre todo donde el agua escasea, como en África y Oriente Medio.
- ✓ Casi la mitad de los glaciares se fundirán y si tenemos en cuenta que el 11% de la superficie terrestre es hielo, resultan bastante creíbles las previsiones sobre el aumento del nivel del mar de entre 0.4 y 0.65 m, haciendo desaparecer muchas zonas costeras.
- ✓ Las precipitaciones aumentarán entre un 3 y un 15%
- ✓ Muchas tierras de cultivo, podrían perderse, al convertirse en desiertos.

En resumen, aún con las predicciones más optimistas, estos cambios en el clima es el más rápido de todos los que han ocurrido a lo largo de la historia de nuestro planeta y supondrán grandes impactos adversos para la humanidad.

Medidas para paliar el cambio climático

Dado que el cambio climático es un problema global, las soluciones deben tomarse igualmente de forma global, por todos los países.

Entre las medidas que podemos tomar para mitigar el cambio climático están las siguientes:

- Reducir la emisión de gases de efecto invernadero, con lo que se evitará que su concentración en la atmósfera siga aumentando. Esto solo se puede lograr a través de la eficiencia y el ahorro energético y el uso de energías renovables, que sustituyan progresivamente a los combustibles fósiles en la producción de electricidad. Además para lograrlo se dispone de la tecnología necesaria, pero es preciso que se reduzcan las barreras a la difusión y transferencia de estas tecnologías, se usen los suficientes recursos financieros y se ayude a los países con economías poco desarrolladas. Además se deben aplicar políticas económicas y sociales que favorezcan el ahorro energético e incentiven las energías renovables.
- Aumentar las superficies forestales, ya que actúan como sumideros absorbiendo dióxido de carbono, evitando la deforestación y aumentando las repoblaciones, respetando en lo posible la biodiversidad.
- Promover desde ahora las más esenciales medidas de adaptación, sobre todo en zonas con ecosistemas más sensibles y en sectores con economía más vulnerable.

1.2.2.- Mitigación de gases de efecto invernadero

Existen múltiples opciones para reducir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero mediante la cooperación internacional. Hay un nivel de coincidencia alto y abundante evidencia de que el establecimiento de una respuesta mundial al cambio climático, el estímulo de toda una serie de políticas nacionales y la creación de un mercado internacional del carbono y de nuevos mecanismos institucionales al respecto son logros notables de la CMCC y de su Protocolo de Kyoto que podrían sentar las bases de los futuros esfuerzos de mitigación. Se ha avanzado también en el tratamiento de la adaptación en el marco de la CMCC y se han sugerido iniciativas internacionales posteriores.

A continuación se mencionan algunos ejemplos escogidos por sector, de las principales tecnologías, políticas y medidas de mitigación sectoriales; mencionando sus limitaciones y oportunidades¹⁸.

Sector: suministro de energía.

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Mejora de la eficiencia del suministro y de la distribución.
- Remplazo de carbón por gas.
- Energía nuclear.
- Calor y energía eléctrica renovables.
- Utilización combinada de calor y energía eléctrica.
- Primeras aplicaciones de captación y almacenamiento de dióxido de carbono.
- CAD para instalaciones de generación eléctrica a partir de gas, biomasa y carbono (2030).
- Energía nuclear avanzada (2030).
- Energía renovable avanzada, incluyendo las energías de las mareas y de las olas, la concentración de la energía solar y la energía fotovoltaica solar (2030).

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Reducción de subvenciones a combustibles de origen fósil.
- Impuestos o gravámenes sobre el carbono para los combustibles de origen fósil.
- Tarifas de alimentación para las tecnologías de energía renovable.
- Obligación de energía renovable.
- Subvenciones al productor.

¹⁸ Intergovernmental panel on climate change (IPCC)

Limitaciones y oportunidades:

- La resistencia opuesta por intereses creados puede dificultar su aplicación.
- Puede ser apropiada para crear mercados de tecnologías de bajo nivel de emisiones.

Sector: Transporte.

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Vehículos con mayor eficiencia de combustible.
- Vehículos híbridos.
- Vehículos diesel más limpios.
- Biocombustibles.
- Sustitución del transporte por carretera por el ferrocarril y el transporte público.
- Transporte no motorizado.
- Planificación del uso de la tierra y del transporte.
- Biocombustibles de segunda generación.
- Aeronaves de mayor eficiencia.
- Vehículos eléctricos y vehículos híbridos avanzados con baterías más potentes y fiables.

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Economización del combustible obligatoria.
- Mezcla de biocombustible y normas de CO₂ para el transporte diario.
- Impuesto sobre la compra, registro, utilización y combustible de los vehículos.
- Fijación de precios de carreteras y aparcamientos.
- Influencia sobre la necesidad de movilidad mediante reglamentaciones del uso de tierra y planificación de infraestructuras.
- Inversión en instalación de transporte público atractivos y en modalidad de transporte no motorizado.

Limitaciones y oportunidades:

- La cobertura parcial de las flotas de vehículos puede limitar la eficacia.
- La eficacia puede disminuir con el aumento de los ingresos.

- Particularmente apropiado para países que están estableciendo su sistema de transporte.

Sector: Edificios

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Iluminación eficiente y con luz natural.
- Electrodomésticos y aparatos de calefacción y refrigeración más eficientes.
- Mejora de los hornillos de cocina
- Mejora de aislamientos
- Diseño solar activo y pasivo para calefacción y refrigeración.
- Fluidos de refrigeración alternativos (2030).
- Recuperación y reciclaje de gases fluorados.
- Diseño integrado de edificios comerciales.
- Energía fotovoltaica solar integrada en edificios.

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Normas y etiquetado de aparatos eléctricos.
- Ordenanzas y certificación de edificios.
- Programa de gestión orientada a la demanda.
- Programa de liderazgo del sector público, y en particular compras.
- Incentivos a la compañía de servicio energético.

Limitaciones y oportunidades:

- Necesidad de revisión periódica de las normas.
- Atractivo para nuevos edificios. Su cumplimiento puede ser difícil.
- Necesidad de reglamentaciones para que se beneficien los servicios públicos básicos.
- Las compras estatales pueden aumentar la demanda de productos de la utilización eficiente de la energía.
- Factor de éxito: acceso a financiación de terceros

Sector: Industrias

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Mayor eficacia de los equipos eléctricos de uso final.
- Recuperación de calor y energía eléctrica.
- Reciclado y sustitución de materiales.
- Control de emisión de gases distintos del CO₂.
- Una serie de tecnología para procesos específicos.
- Eficiencia energética avanzada (2030).
- CAD para la fabricación del cemento, amoníaco y hierro (2030).
- Electrodo inertes para la fabricación de aluminio (2030).

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Suministro de información sobre valores de referencia.
- Normas de funcionamiento.
- Subvenciones.
- Créditos fiscales.
- Permisos negociables.
- Acuerdos voluntarios

Limitaciones y oportunidades:

- Podría ser apropiado para estimular la incorporación de tecnología
- La estabilidad de las políticas nacionales es importante, atendiendo a la competitividad internacional.
- Mecanismos de asignación predecibles y señales de precios estables, importantes para los inversores.
- Algunos factores de éxito:
 - Claridad de objetivos.
 - Un escenario de referencia.
 - Participación de terceros en el diseño.

- Revisión y disposiciones de monitoreo explícitas.
- Estrecha cooperación entre gobiernos e industria.

Sector: agricultura

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Mejoramiento de la gestión de los cultivos y de las tierras de pastoreo para mejorar el almacenamiento de carbono en el suelo.
- Restauración de suelos de tuberías cultivados y de tierras degradadas.
- Mejora de las técnicas de cultivo de arroz y de la gestión del ganado y del estiércol para reducir las emisiones de CH₄
- Mejora de las técnicas de aplicación de fertilizantes nitrogenados para reducir las emisiones de N₂O
- Cultivos de energías específicos para sustituir la utilización de combustibles de origen fósil
- Mejora de la eficiencia energética
- Mejora del rendimiento de los cultivos (2030).

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Incentivos financieros y reglamentaciones para mejorar la gestión de la tierra.
- Mantenimiento del contenido de carbono de los suelos.
- Utilización eficiente de fertilizantes y de riego

Limitaciones y oportunidades:

Puede alentar la sinergia con el desarrollo sustentable y con la reducción de la vulnerabilidad al cambio climático, venciendo con ello los obstáculos a la aplicación.

Sector: Silvicultura/ Bosques

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Forestación.
- Reforestación.
- Gestión de bosques.
- Disminución de la deforestación.
- Gestión de los productos de madera recolectada.

- Utilización de productos forestales para obtener bioenergía en sustitución de combustibles de origen fósil.
- Mejora de especies arbóreas para incrementar la productividad de biomasa y el secuestro de carbono (2030).
- Mejora de las tecnologías de teledetección para el análisis de la vegetación y del potencial del secuestro del carbono del suelo, y cartografía de los cambios de uso de la tierra (2030).

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Incentivos financieros para incrementar la extensión de los bosques, para reducir la deforestación y para mantener y gestionar los bosques.
- Reglamentación del uso de la tierra, y observancia.

Limitaciones y oportunidades clave

Son factores limitadores la falta de capital de inversión y los problemas de tenencia de la tierra. Puede ayudar a aminorar la pobreza.

Sector: Desechos

Tecnologías y prácticas de mitigación clave comercialmente disponibles:

- Recuperación de CH₄ en vertederos.
- Incineración de desechos con recuperación de energía.
- Compostado de desechos orgánicos.
- Tratamiento controlado de las aguas de desechos.
- Reciclado y reducción al mínimo de desechos
- Biocubiertas y biofiltros para optimizar la oxidación del CH₄ (2030).

Políticas, medidas e instrumentos probablemente efectivos para el medio ambiente:

- Incentivos financieros para mejorar la gestión de desechos y aguas de desecho.
- Incentivos u obligaciones con respecto a la energía renovable.
- Reglamento de gestión de desechos.

Limitaciones y oportunidades clave:

- Puede estimular la difusión de tecnologías.
- Disponibilidad local de combustibles de bajo costo.

- Aplicación óptima a nivel nacional con estrategias para su cumplimiento.

NOTA.- Información obtenida del informe de síntesis del IPCC del 2007¹⁹.

Protocolo de Kioto

Se trata del primer compromiso internacional para frenar el Cambio Climático y tuvo lugar en diciembre de 1997 en la ciudad de Kioto durante la III Conferencia de las Partes del Convenio Marco sobre Cambio Climático, que reunió a 125 países.

El Protocolo de Kioto compromete a todos los países que lo ratifiquen a reducir las emisiones de los seis gases de efecto invernadero. El compromiso global de reducción para el período 2004-2012 es del 5.2% respecto a los niveles de 1990, aunque en cada país la cuota de reducción varía en función a lo que contaminó en el pasado.

Para que el Protocolo de Kyoto sea finalmente una realidad, debe ser ratificado por un mínimo de 55 países, que sumen por lo menos el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. El principal problema fue la negativa de Estados Unidos, que además produce el 25% de las emisiones mundiales, aunque con la adhesión de Moscú, en 2005, que aporta el 17.4% de las emisiones, el Protocolo de Kioto entra en vigor siendo un total de 126 países los que lo ratifican.

Mecanismos para minimizar el impacto económico del Protocolo de Kioto

Muchas de las medidas a tomar para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero plantean serios problemas para ciertos sectores, por lo que resulta imprescindible aplicar políticas que reduzcan el inevitable impacto económico.

Por este motivo el Protocolo de Kioto incluye medidas como la de los sumideros de carbono, consistente en aumentar las extensiones forestales y tierras de cultivo que de forma natural absorben importantes cantidades de dióxido de carbono, aunque la dificultad radica en que no se puede cuantificar a ciencia cierta el nivel de absorción además de que no todas las especies se comportan igual en este sentido.

También están los llamados mecanismos de flexibilidad, que tanta controversia han producido y que están formados por tres medidas:

- ✓ Compra-venta de emisiones.- La idea es que los países que reduzcan sus emisiones por debajo de lo que les correspondía, puedan vender esa diferencia a otros países que superan sus límites, de modo que reduce el costo económico que les ha supuesto la reducción y se compensa el nivel de emisiones a nivel internacional. El aspecto controversial es que esto podría llegar a convertirse en una forma de intercambio comercial, lo que queda lejos del propósito con el que se propuso.

¹⁹ Informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (informe 2007)

- ✓ Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que consiste en desarrollar proyectos de tecnología limpia a países que no han asumido ningún compromiso de reducción, de modo que los desarrolladores se descuentan la diferencia de emisiones que resulta del abandono de la antigua tecnología y los países menos desarrollados reciben fondos.
- ✓ Implementación conjunta.- Es una medida parecida a la del Mecanismo de Desarrollo Limpio, pero con la diferencia de que el intercambio de tecnología se hace entre países con compromiso de emisiones²⁰

1.3.- Generación eléctrica no convencional

La generación de energía eléctrica no convencional se obtiene de fuentes de energías que serían una alternativa a otras tradicionales, cuyo uso es muy limitado, debido a los costos para su producción y su difícil forma para captarlas y transformarlas en energía eléctrica, entre estas se encuentran la energía solar, eólica, geotérmica y nuclear. Aquí se estudiarán las plantas de generación geotérmica y solar.

1.3.1.- Plantas geotérmicas

Las centrales generadoras que funcionan con energía geotérmica se llaman plantas geotermoeléctricas y tienen varias ventajas respecto a las centrales termoeléctricas convencionales, tienen menos emisiones, son más económicas a largo plazo, tienen altos factores de planta, etc.

Estas plantas funcionan igual que una termoeléctrica convencional, con la diferencia que la energía térmica viene del recurso geotérmico. Las plantas pueden ser de tres tipos, de ciclo de potencia con turbina y condensador, de turbina de contrapresión y de turbina de ciclo binario.

Ciclo de potencia con condensador.

Las centrales a condensación son las más grandes y las de más potencia al tener una expansión mayor en la turbina, pero incluyen el costo de un condensador y una torre de enfriamiento.

El vapor o mezcla extraído del pozo es llevado a un separador y un secador frecuentemente centrífugo donde se le retira la humedad (son pocos los pozos que extraen vapor seco como el de los Geysers en EU) y ya seco el vapor es expandido en una turbina para generar electricidad.

El vacío es generado por eyectores de vapor principal o por bombas de vacío, con su circuito de agua de enfriamiento acoplado a una torre de refrigeración.

La salmuera residual es reinyectada a la tierra mediante un pozo de inyección para evitar el abatimiento del acuífero, o llevada a una laguna de evaporación como en el campo de Cerro Prieto.

²⁰ Wikipedia. Protocolo de Kioto

La planta más grande se encuentra en los Geysers EUA (135 MW).

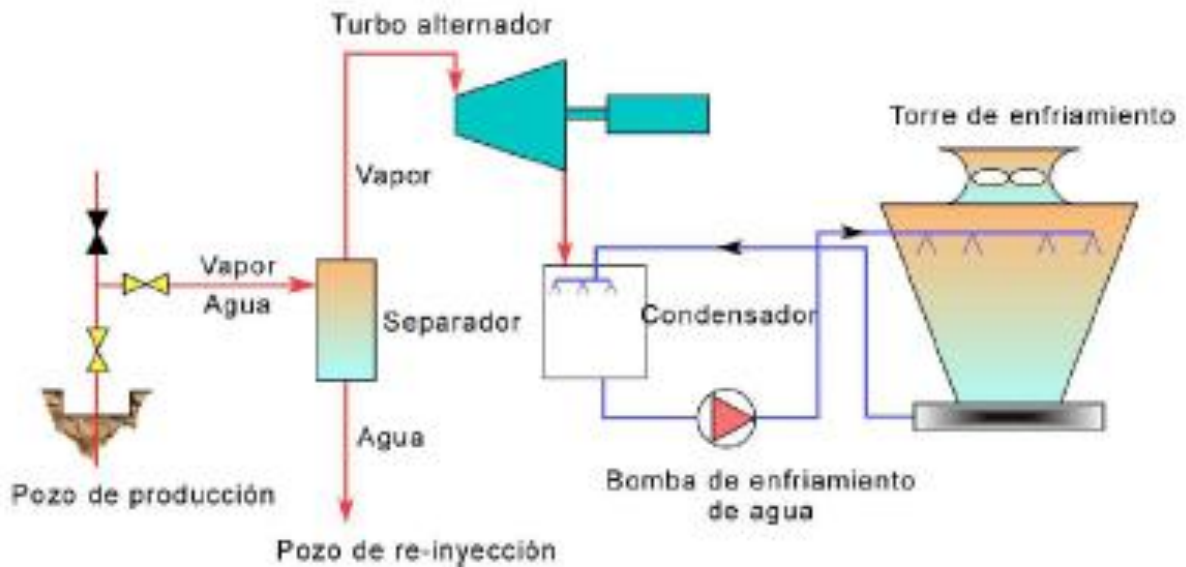


Figura 1.22.- Diagrama de una unidad a condensación²¹

Ciclo de turbina a contrapresión

Las centrales a contrapresión son más ligeras, y más sencillas, el vapor extraído del pozo después de ser secado se expande en la turbina y descargado directamente a la atmosfera, lo que lleva a una menor generación.

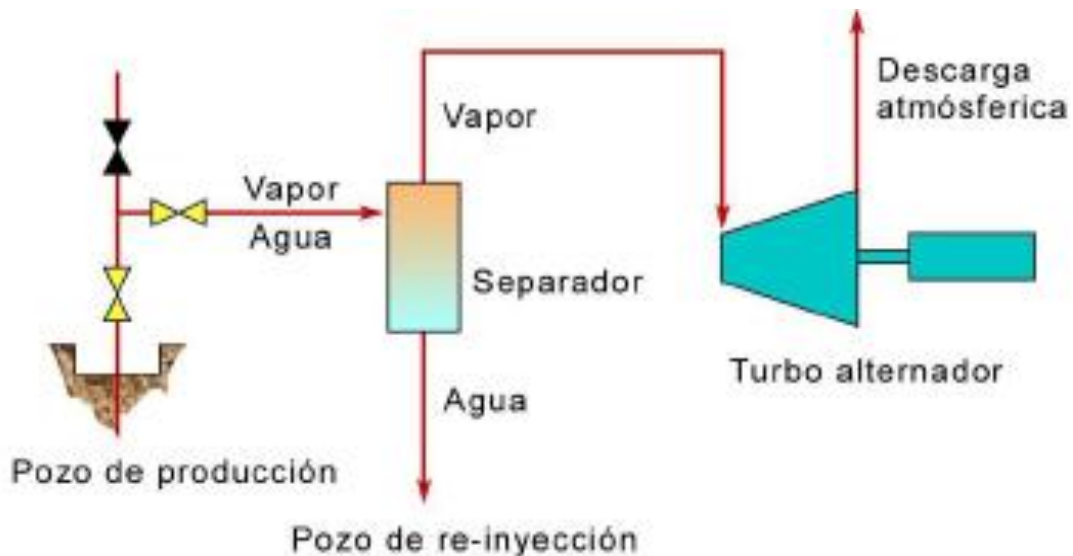


Figura 1.23.- Diagrama de una unidad a contrapresión²².

²¹ Dickson y Fanelli, Geothermal Energy

²² Dickson y Fanelli, Geothermal Energy

Ciclo binario

Las turbinas de ciclo binario utilizan un fluido de menor punto de ebullición como fluido auxiliar, se utiliza cuando se tenga una temperatura del recurso baja; este fluido es evaporado por el fluido geotérmico y posteriormente va a un ciclo cerrado de generación, en el cual este fluido de trabajo, regularmente un iso-pentano, se expande en la turbina.

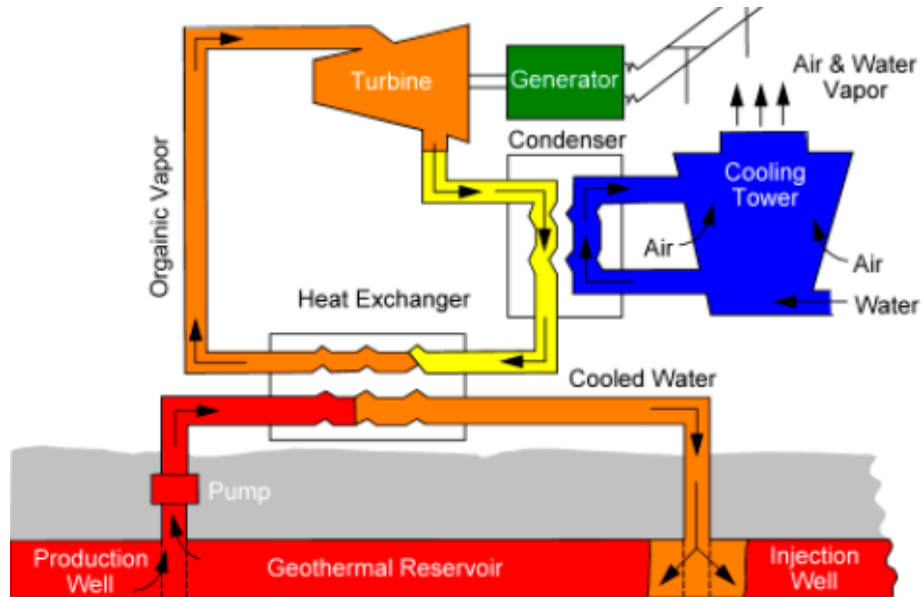


Figura 1.24.- Ciclo binario²³



Figura 1.25.- Central de ciclo binario, East Mesa, California 2009.

²³ Geo-Heat Center, geoheat.oit.edu

Ciclo "Pressure Water Generation" (PWG)

Una variante a este ciclo fue desarrollada por el proyecto IMPULSA y significa "pressure water generation". Comúnmente se presentan varios problemas al evaporar el fluido secundario en el intercambiador de calor con la salmuera geotérmica; una variante desarrollada es sustituir el evaporador por un intercambiador de placas liquido-liquido, en el cual el fluido secundario eleva su temperatura a casi la de saturación, para después ser llevado a una cámara flash donde parte del flujo se iba a convertir en vapor y ser llevado a la turbina, esta turbina debe de ser de alta velocidad para que sea de tamaño pequeño.

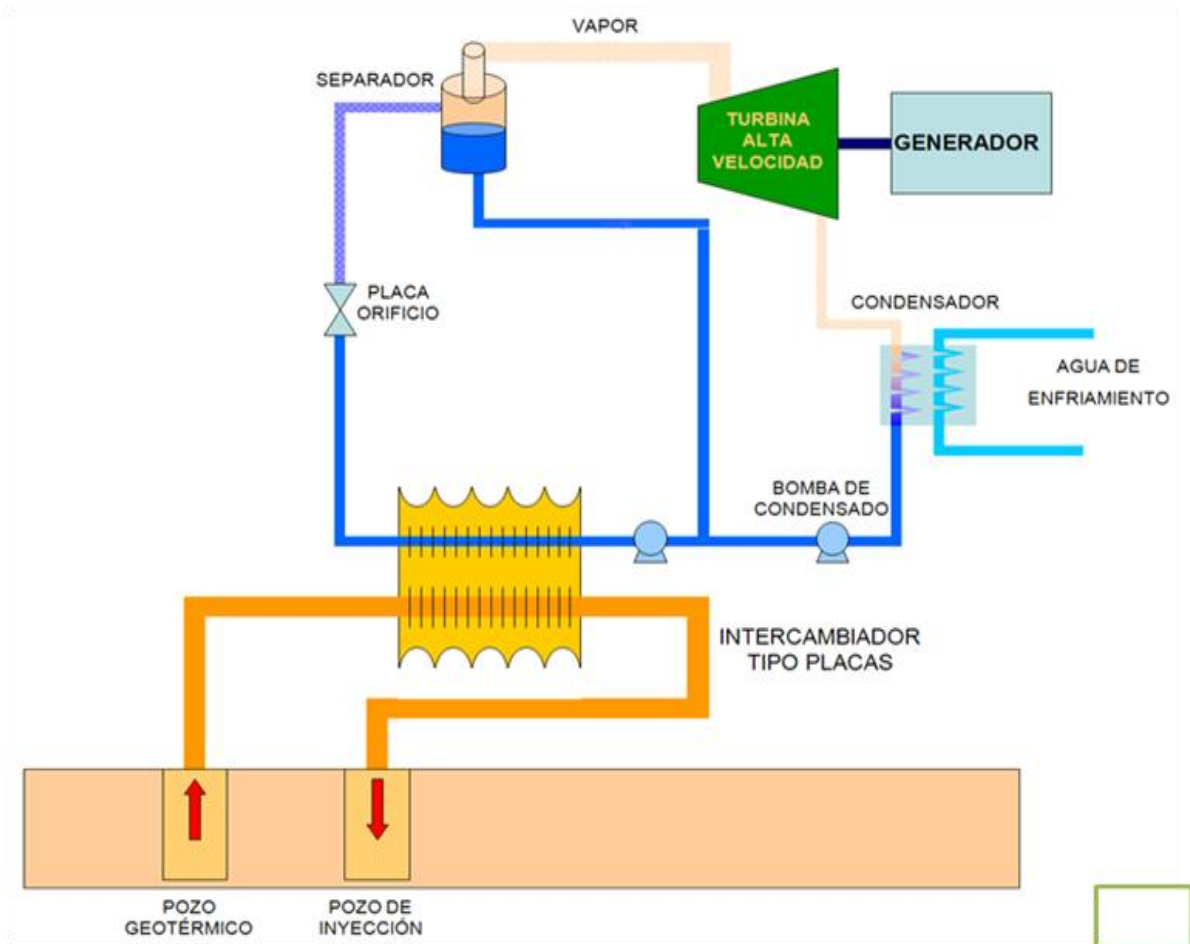


Figura 1.26.- Esquema de la PWG²⁴

Generadoras geotermoeléctricas en el mundo.

La electricidad generada a partir de energía geotérmica se ha mostrado atractiva hacia los países en vías desarrollo, por lo económico que resulta si se cuenta con el recurso, y juega un papel importante en el esquema energético de varios países, por ejemplo, en 2001 la energía eléctrica producida por geotermia en Filipinas fue el 27% de la electricidad total generada, del 12,4% en Kenya, del 11,4% en Costa Rica y del 4,3% en el Salvador. A continuación se muestra una tabla con los países que ocupan la energía geotérmica para la producción de

²⁴ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2009

electricidad actualizada en el año 2009. Esos países tienen una capacidad geotermoeléctrica instalada total de más de 10,000 MW, estando ahora México en cuarto lugar, como se observa en la tabla siguiente que incluye datos a diciembre de 2009.

PAÍS	MWe
1. Estados Unidos	3,093.5
2. Filipinas	1,912.2
3. Indonesia	1,197.3
4. México	958.0
5. Italia	842.5
6. Nueva Zelanda	628.0
7. Islandia	574.6
8. Japón	555.2
9. El Salvador	204.4
10. Kenya	167.0
11. Costa Rica	165.5
12. Nicaragua	87.5
13. Rusia	81.9
14. Turquía	81.6
15. Papúa-Nueva Guinea (Isla Lihir)	56.0
16. Guatemala	52.0
17. Portugal (Islas Azores)	28.5
18. China (incluye Tibet)	24.2
19. Francia (Isla Guadalupe y Alsacia)	16.2
20. Etiopía	7.3
21. Alemania	6.6
22. Austria	1.4
23. Australia	1.1
24. Tailandia	0.3
TOTAL	10,742.8

Tabla 1. 1.- Potencial geotérmico por países 2009²⁵.

²⁵ Asociación Geotérmica Mexicana-geotermia.org.mx



Figura 1.27.- Mapa representativo de la potencia geotermoeléctrica instalada²⁶.

México y su potencial geotérmico.

México forma parte del llamado cinturón de fuego del Pacífico, y por el centro del país corre el eje volcánico transversal, esto lo convierte en uno de los países con mayor potencial geotérmico. La CFE ha reportado más de 300 manifestaciones termales y existen 4 grandes campos explotados para fines eléctricos, Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Tres Vírgenes; se tienen también varios proyectos de explotación en campos ya identificados como el de la Primavera en Jalisco.

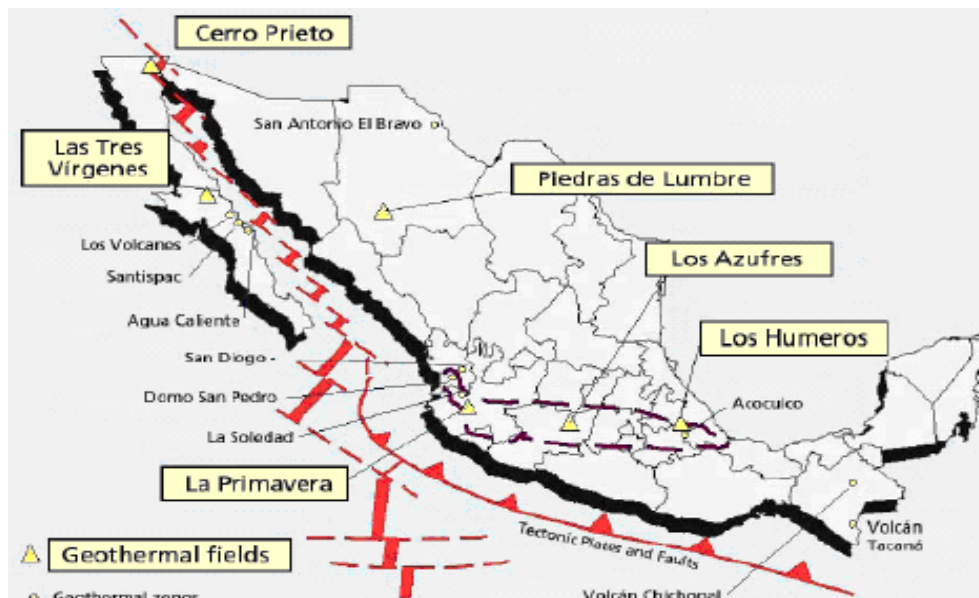


Figura 1.28.- Campos y zonas geotérmicas²⁷

²⁶ Trillo y Angulo, Guía de la Energía Geotérmica

²⁷ Comisión Federal de Electricidad CFE 2000

México ocupa el cuarto lugar en capacidad geotermoeléctrica con 958 MW a nivel mundial, que representan el 3% de la capacidad instalada total en el sector eléctrico mexicano, México tienen cuatro campos de generación geotérmica dando un total de 965 MW instalados cabe mencionar que el campo de Cerro Prieto es el segundo campo más grande en generación geotérmica en el mundo. En la Tabla 1.2 Se muestran los datos más importantes de las centrales geotermoeléctricas instaladas en México.

Central	Número de unidades	Fecha entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Cerro Prieto I	5	12-Oct-1973	180	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto II	2	01-Feb-1984	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto III	2	24-Jul-1985	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto IV	4	26-Jul-2000	100	Mexicali, Baja California
Humeros	8	30-May-1991	40	Humeros, Puebla
Los Azufres	15	04-Ago-1982	195	Cd. Hidalgo, Michoacán
Tres Vírgenes	2	02-Jul-2001	10	Mulege, Baja California Sur
		TOTAL:	965	

Tabla 1.2.- Centrales geotermoeléctricas en México²⁸

En la siguiente imagen se muestra en forma de porcentaje el uso del tipo de fuente energética en las distintas generadoras de electricidad en México, identificando que la generación por geotermia se ocupa como fuente solo el 3 % y la mayoría de la generación se produce a partir de los hidrocarburos con un 41%.

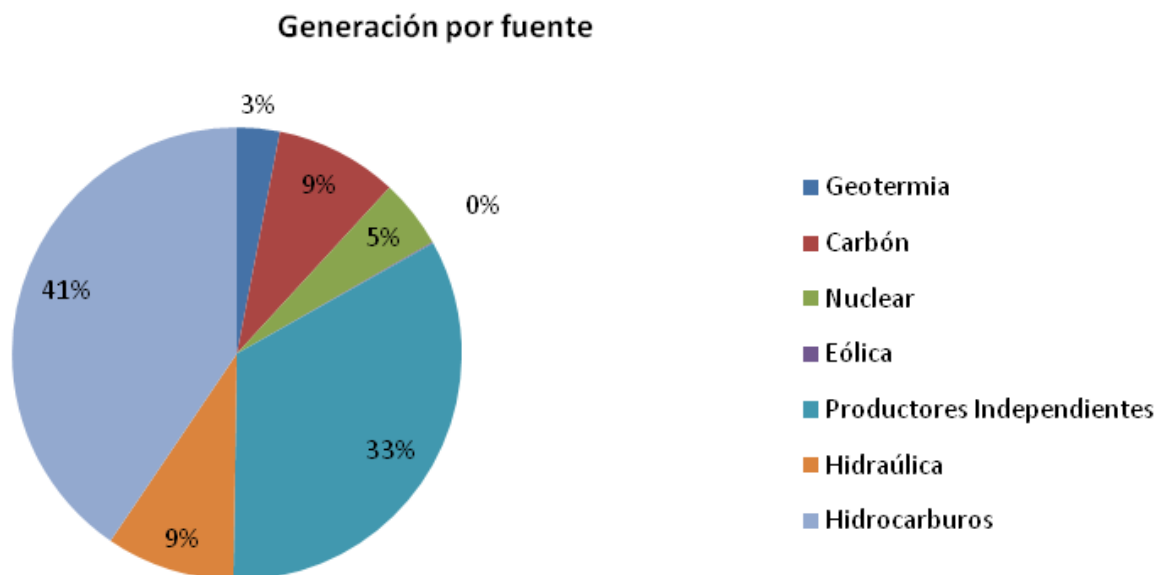


Figura 1.29.- Porcentaje de Generación en México

²⁸ Comisión Federal de Electricidad CFE 2010

La proyección futura del país en desarrollo geotérmico es muy prometedora debido a la gran cantidad de fuentes termales que se tienen identificadas, tanto para usos eléctricos, como para usos no eléctricos.

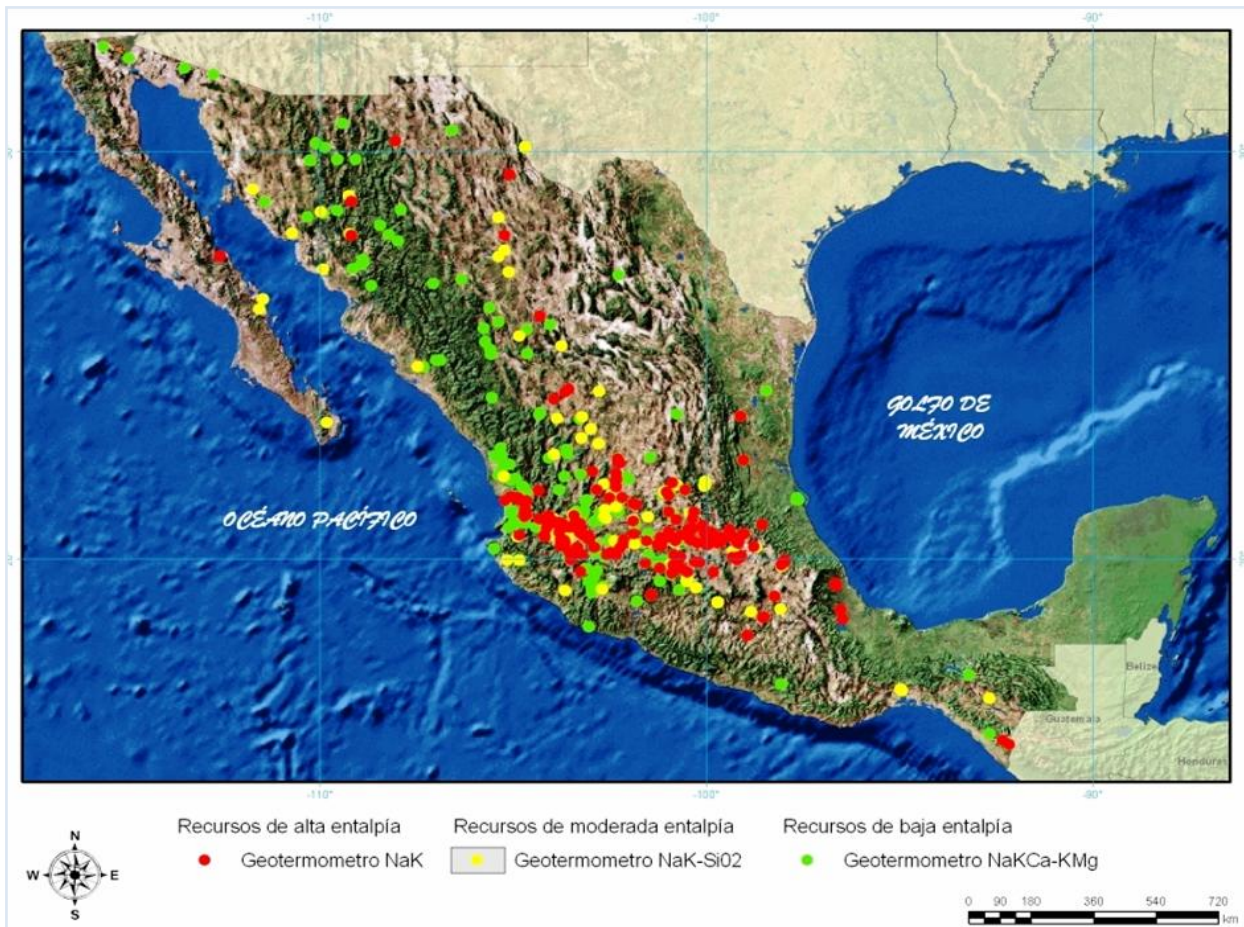


Figura 1.30.- Resultados del Muestreo geoquímico de manifestaciones hidrotermales²⁹

²⁹ Comisión Federal de Electricidad. Gerencia de geotermia 1990



Figura 1.31.- Campo geotérmico “Los Azufres”



Figura 1.32.- Campo geotérmico “Cerro Prieto”



Figura 1.33.- Campo geotérmico “Los Hornos”³⁰



Figura 1.34.- Campo geotérmico “Tres Vírgenes”³¹

³⁰ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2006

³¹ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2006

En México se tiene un conflicto de origen constitucional para utilizar recursos geotérmicos con fines no eléctricos en forma comercial, es decir el fluido extraído del pozo de producción solo puede ser utilizado para generar electricidad. Aun así se han desarrollado proyectos pilotos de refrigeración, calefacción, secado de madera, deshidratación de frutas, cultivo de hongos, y una bomba de calor para purificación de efluentes en Los Azufres.

Aspectos ambientales

La energía geotérmica al ser una energía limpia y renovable ofrece diversas ventajas ambientales en comparación con la generación tradicional, aun así, no está libre de afectar el entorno en el que se explote, pero aun así, es de más limpias comparada con otras, inclusive también renovables, entre los impactos que se pueden tener están:

- Contaminación por ruido

Estos ruidos se asocian fuera de la casa de máquinas con los pozos productores a los cuales se les debe de adaptar un silenciador, aunque también el ruido de baja frecuencia proveniente de la casa de máquinas puede llegar a ser molesto

- Contaminación térmica

Un incremento de 2 a 3°C en la temperatura de evacuación del agua de desecho de una planta puede dañar su ecosistema, de forma que las plantas y organismos sensibles a las variaciones de temperaturas podrían desaparecer.

- Contaminación de agua.

Una mala perforación puede provocar la comunicación entre acuíferos de agua geotérmica y acuíferos superficiales, así como una tubería mal colectada puede contaminar los acuíferos con elementos como el Boro; también el rompimiento de un pozo puede ser muy perjudicial.

- Contaminación del aire

Aun que son mínimos comparados con otras centrales se tienen emisiones de CO₂ y otros gases como el sulfuro de hidrógeno (H₂S), amoniaco (NH₃), metano (CH₄) por los fluidos hidrotermales. Aun así, las plantas geotermoeléctricas generan aproximadamente un sexto del CO₂ que producen las plantas termoeléctricas convencionales. El umbral de olor para el azufre en el aire es del orden de 5 partes por billón volumen; concentraciones ligeramente superiores pueden causar ciertos efectos fisiológicos leves.



Figura 1.35.- Esquema de las principales afectaciones ambientales³²

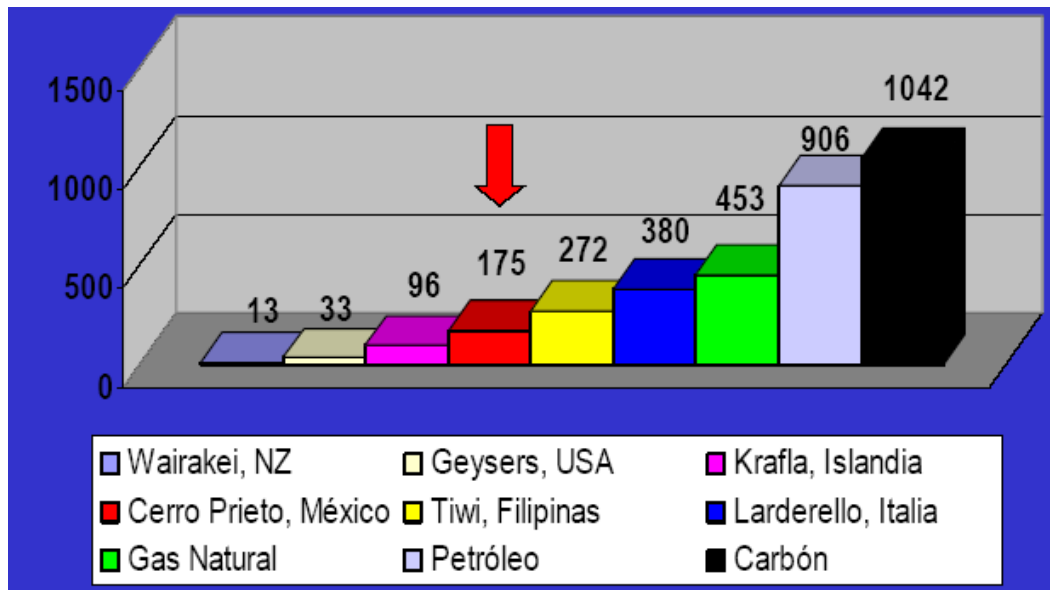


Figura 1.36.- Emisiones de CO₂ en g/KWh de diferentes centrales eléctricas³³

³² Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2006

³³ Santoyo, Centro de Investigación en Energía CIE UNAM 2007

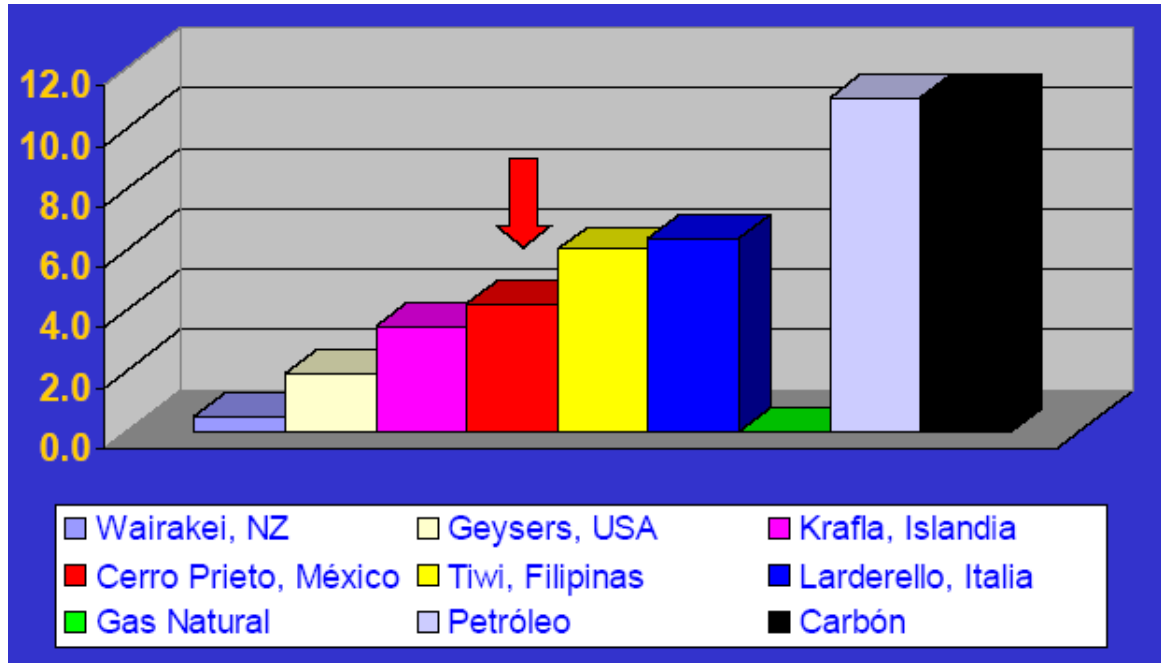


Figura 1.37.- Emisiones de sulfuro de centrales g/KWh³⁴

1.3.2.-Plantas solares

Retomando lo planteado en el capítulo 1.2 la producción de electricidad aprovechando la energía solar se puede obtener mediante la tecnología solar térmica de media y alta temperatura y en un caso especial por medio de paneles fotovoltaicos.

Tecnología solar térmica de media temperatura:

La generación de electricidad mediante la conexión del fluido caliente (hasta 400°C) utilizado por los colectores a un sistema convencional de producción de electricidad a partir de un ciclo térmico.

Entre los subsistemas empleados en esta tecnología pueden mencionarse los siguientes:

- ✓ Subsistema de captación.
- ✓ Subsistema intercambiador de tanques de aceite.
- ✓ Subsistema de evaporación de gases.
- ✓ Subsistema de aplicación.

³⁴ Santoyo, Centro de Investigación en Energía CIE UNAM 2007

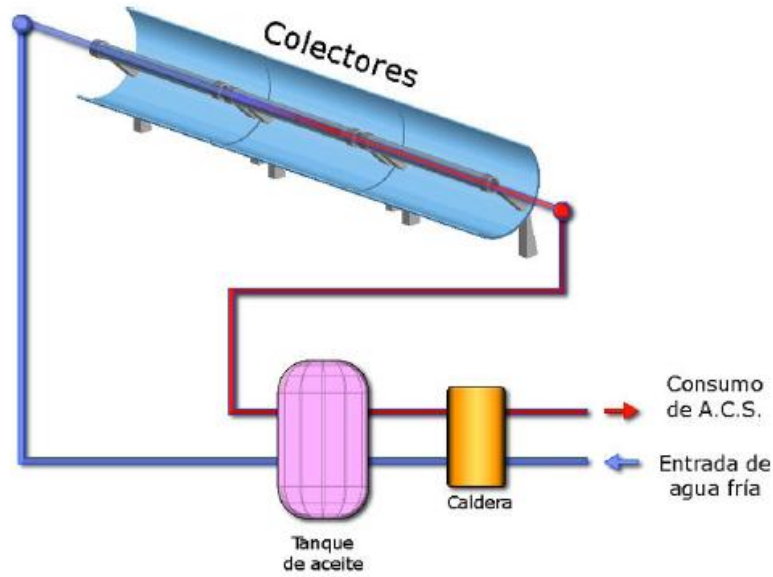


Figura 1. 38.- Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de media temperatura³⁵

El subsistema de captación de esta tecnología está constituido, generalmente, por los denominados colectores de concentración. Estos colectores concentran la radiación solar que recibe la superficie captadora en un elemento receptor de superficie muy reducida (Figura 1. 39), siendo capaces de proporcionar temperaturas de hasta 400°C con buenos rendimientos. Con estos colectores se logra que la radiación solar caliente a media temperatura un fluido primario o fluido de trabajo (caloportador).

Aunque el colector de concentración cilíndrico-parabólico es el más extendido (Figura 1. 39) hay que señalar que existe diversidad de tipos. Todos los modelos disponen de un sistema de seguimiento con el propósito de orientarlos en la mejor posición para captar eficazmente la radiación solar durante el transcurso del día.

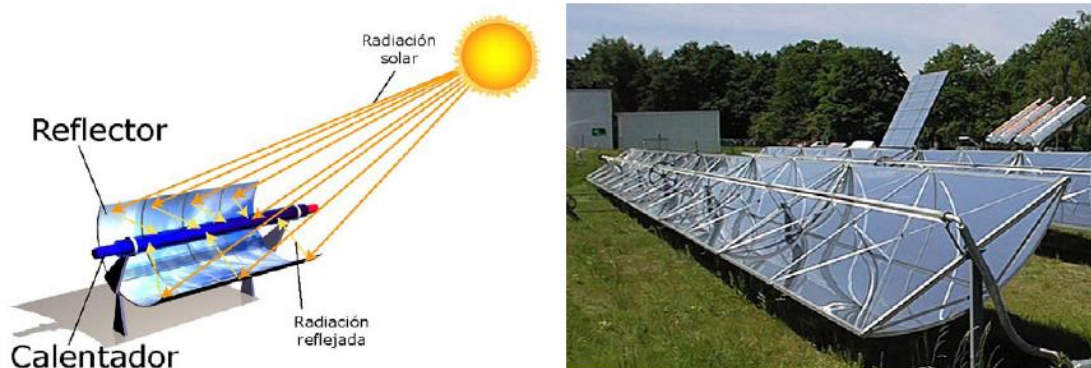


Figura 1. 39.- Captador solar térmico de media temperatura³⁶

³⁵ Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España
³⁶ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2006

Sin embargo, a diferencia de los colectores empleados en la tecnología solar de baja temperatura, los colectores de concentración captan la radiación directa, pero desaprovechan la radiación solar difusa, por lo tanto, no resultan apropiados en zonas de cierta nubosidad.

Tecnología solar térmica de alta temperatura:

Entre los subsistemas empleados en esta tecnología pueden mencionarse los siguientes (Figura 1. 40):

- Subsistema de captación.
- Subsistema intercambiador de tanques de aceite.
- Subsistema de evaporación de gases.
- Subsistema de transformación de la energía cinética de los gases en energía mecánica de rotación.
- Subsistema de generación eléctrica, que es accionado por la turbina.

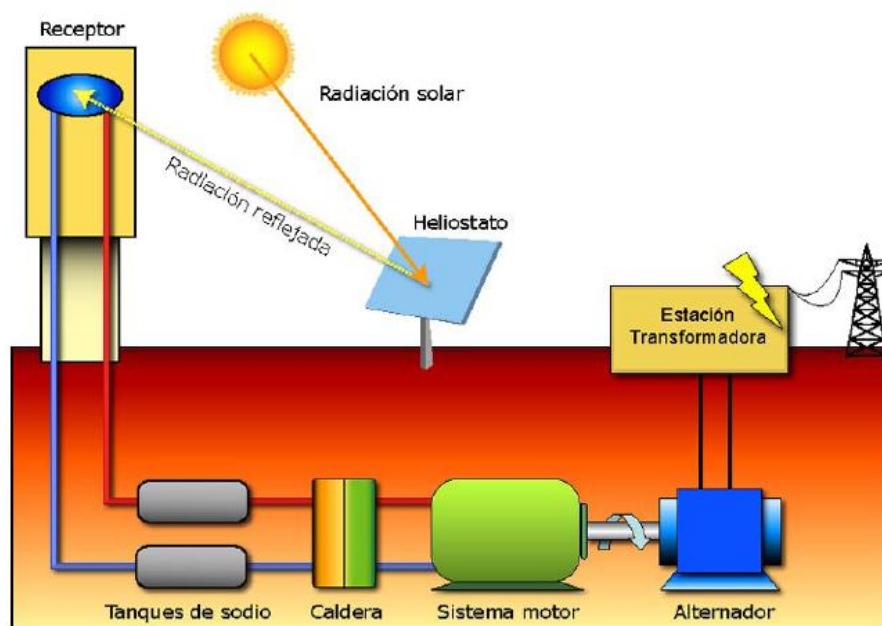


Figura 1. 40.- Esquema conceptual de un sistema captador solar térmico de alta temperatura³⁷

El subsistema de captación de esta tecnología debe conseguir factores de concentración de la radiación muy superiores a los logrados con los colectores típicamente empleados en la tecnología solar térmica de media temperatura, así como la reducción de las pérdidas por radiación y convección al exterior. Estos objetivos se intentan lograr utilizando concentradores de foco puntual.

³⁷ Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España

Existe variedad de concentradores puntuales, sin embargo, son dos los más destacados, aunque aún se encuentran en fase experimental:

- Discos parabólicos. Constituidos por espejos parabólicos de revolución en cuyo foco se ubica el receptor solar. (Figura 1.41)



Figura 1.41.- Captadores de discos parabólicos³⁸

Centrales de torre. Consiste en una serie de espejos orientados, denominados helióstatos, que reflejan la radiación sobre una caldera situada en una torre central.

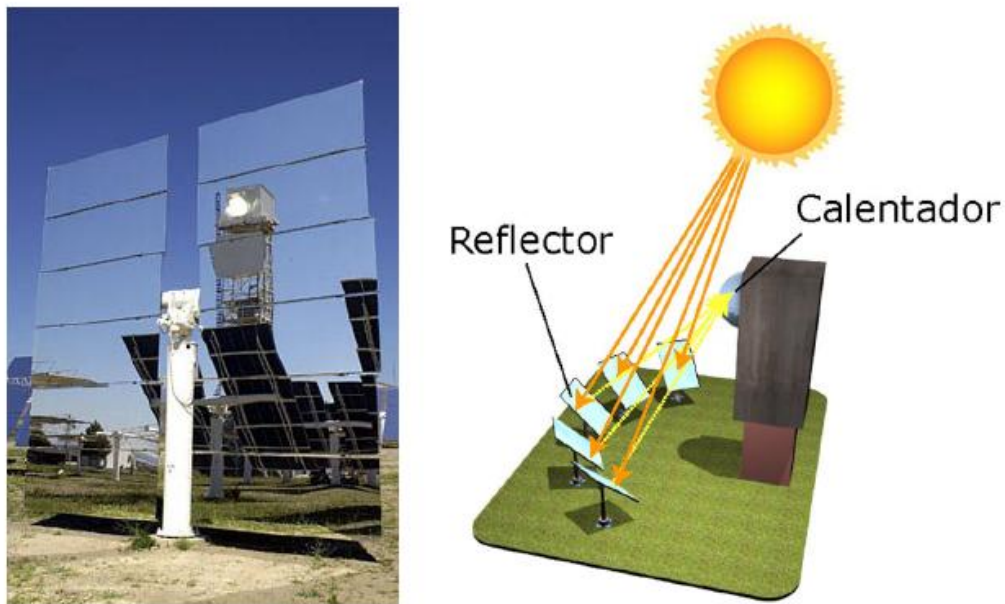


Figura 1. 42.- Tecnología con centrales de torre

³⁸ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2008



Figura 1. 43.- Vista de una central de torre³⁹

Tecnología solar fotovoltaica:

La energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar. El silicio es la base de la mayoría de los materiales más ampliamente utilizados en el mundo para la construcción de células solares. La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente distintas aplicaciones. Por un lado se encuentran las aplicaciones más tradicionales, cuyo objetivo es proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas con deficiencias en el abastecimiento eléctrico convencional (electrificación de viviendas, bombeos, sistemas de señalización vial, sistemas de comunicaciones, sistemas agroganaderos, etc.) Un segundo tipo de aplicación consiste en la inyección de energía eléctrica en las redes eléctricas. En un tercer bloque pueden incluirse aquellas aplicaciones específicas, las cuales abarcarían desde el suministro de energía a satélites artificiales hasta la alimentación de automóviles, relojes, radios o calculadoras de bolsillo.

³⁹ Wikipedia. Energía solar térmica

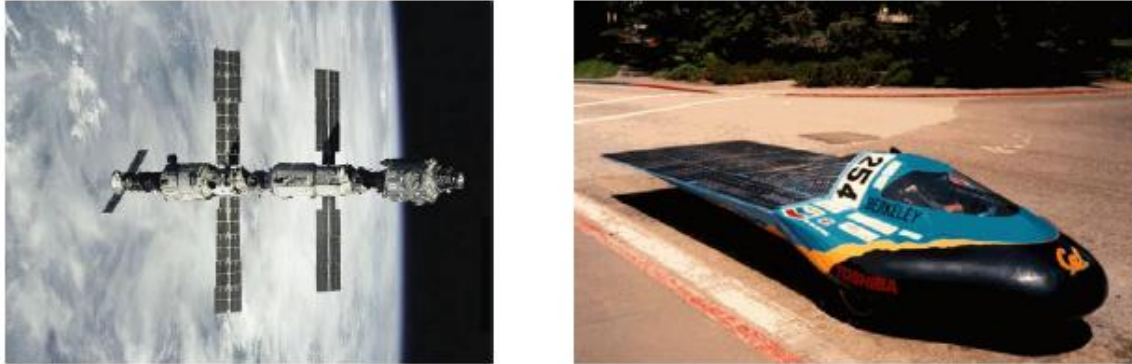


Figura 1. 44.- Estación espacial asistida por energía solar fotovoltaica, Automóvil accionado por energía solar fotovoltaica⁴⁰

De forma general, pueden señalarse los siguientes subsistemas componentes empleados en esta tecnología (Figura 1.45):

- Subsistema de captación.
- Subsistema de almacenamiento.
- Subsistema de regulación.
- Subsistema convertidor de corriente.

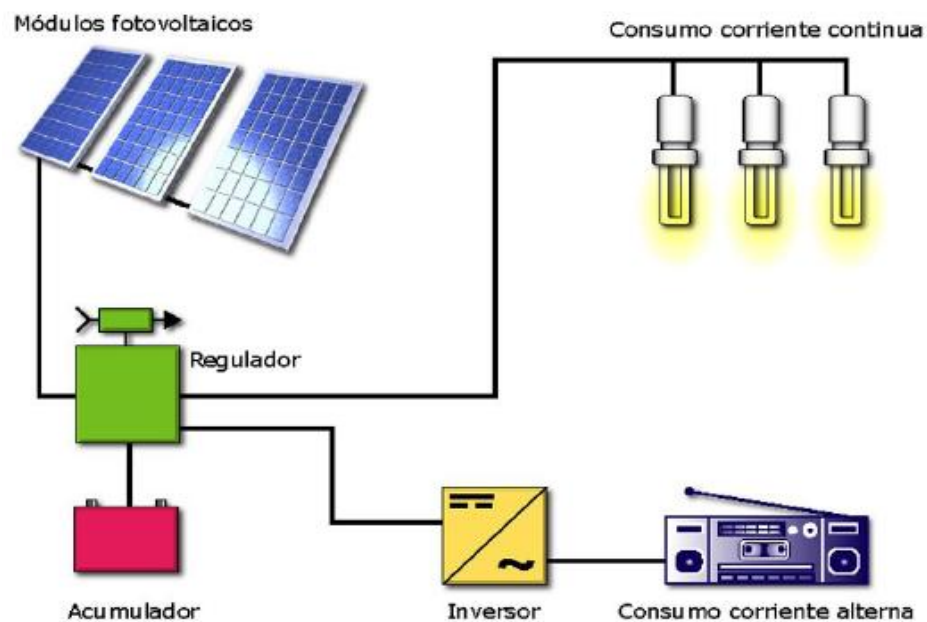


Figura 1.45.- Subsistemas de los componentes empleados generar electricidad con paneles fotovoltaicos⁴¹.

⁴⁰ Wikipedia. Energía Solar Fotovoltaica

⁴¹ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2008

El subsistema de captación está constituido por el panel fotovoltaico, el cual tiene como función convertir la radiación solar que incide sobre él en electricidad. El panel, cuya superficie más habitual se encuentra entre 0.5 m² y 0.8 m², está integrado por un conjunto de células fotovoltaicas que se conectan en serie y paralelo con el propósito de lograr, para una radiación dada, unos determinados niveles de tensión e intensidad eléctrica. Asimismo, la estructura del panel proporciona resistencia mecánica y estanqueidad a las células, facilita la evacuación del calor de las mismas, incrementando así su rendimiento, y favorece la optimización de la captación de la radiación solar. (Figura 1. 46)

El subsistema de almacenamiento tiene como función almacenar la energía eléctrica generada que no está siendo utilizada por el consumidor, ya que al ser la radiación solar variable no podría garantizarse, en el caso de ausencia de este subsistema, el suministro de energía en todo momento.

El sistema de almacenamiento está compuesto por baterías conectadas en serie o en paralelo. De los distintos tipos de baterías que pueden ser empleadas, las de plomo ácido son las que mejor se adaptan a este tipo de generación, de hecho más del 90% del mercado corresponde a este tipo de baterías.

El subsistema de regulación tiene como función evitar que las baterías reciban más energía que la máxima que éstas son capaces de almacenar y prevenir las sobrecargas que agotarían en exceso la carga de las mismas.

El subsistema convertidor de corriente es el encargado de adaptar la energía producida por el panel fotovoltaico o la almacenada en las baterías, que es de tipo continuo, al tipo de energía, continua o alterna, solicitada por las cargas. En el caso que la carga requiera consumir corriente alterna, el convertidor consiste en un inversor, el cual transforma la tensión e intensidad continua en tensión y corriente alterna.

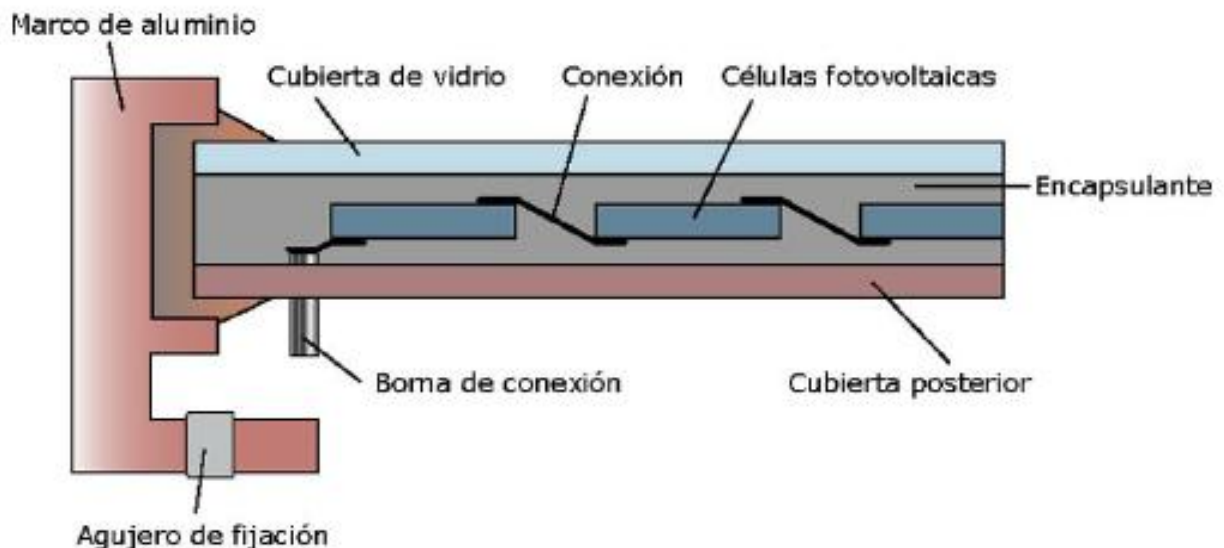


Figura 1. 46.- Componentes de un panel fotovoltaico⁴²

⁴² Wikipedia. Energía Solar Fotovoltaica

Impacto ambiental

La incidencia que las instalaciones de aprovechamiento de la energía solar pueden tener sobre el medio ambiente hay que analizarlos desde dos vertientes. Desde el punto de vista de los beneficios que supone la reducción de la emisión de contaminantes a la atmósfera y por otro desde el punto de vista de la afectación al medio ambiente.

Desde el primer punto de vista hay que señalar que la principal consecuencia medioambiental es el efecto positivo producido por la sustitución de combustibles fósiles.

La utilización de la energía solar térmica en la mayoría de las ocasiones está asociada al entorno urbano. En este entorno, desde el segundo punto de vista, el impacto visual probablemente constituye el único aspecto negativo que se le puede asociar a esta tecnología. Sin embargo, modificaciones en los diseños y la adecuada integración de los paneles en la edificación puede paliar el posible impacto visual.

En cuanto a la energía solar fotovoltaica, sería necesario diferenciar entre las instalaciones aisladas de la red y las instalaciones conectadas a la red. En lo que respecta a las primeras, los aspectos negativos son mínimos y estarían relacionados con el impacto visual. Sin embargo, teniendo en cuenta las distintas posibilidades de instalación de los paneles es fácil integrarlos en el paisaje de tal manera que su impacto visual sea prácticamente nulo.

En cuanto a las centrales fotovoltaicas de grandes dimensiones conectadas a la red eléctrica es necesario tener en cuenta el impacto paisajístico que las mismas pueden ocasionar, debido al suelo ocupado (10-15m² por 1,000W) y a los tendidos eléctricos que se requieran instalar.

1.3.3.- Repotenciación

Repotenciación de plantas

La repotenciación consiste en el alargamiento de la vida útil de centrales existentes mediante la utilización de un ciclo de gas o de un ciclo combinado de cabecera. Se puede repotenciar una turbina de gas operando en ciclo abierto para cerrar el ciclo con la adición de un ciclo Ranking, también se puede repotenciar una central nuclear, incrementando la potencia en el reactor, al llevarlo a sus parámetros de diseño, en relación con el cumplimiento de los estándares de seguridad, hay que destacar que la manera o los métodos son diferentes en función del estado de la central a repotenciar. La elección de repotenciar plantas de generación es una importante alternativa para lograr más generación y los mejoramientos al sistema pueden ser algunos o todos los siguientes:

- Reducción del combustible usado y/o sus costos.
- Reducción de los costos de Operación y Mantenimiento.
- Reducción de emisiones y otras descargas.
- Mejor opción de costo para incrementar la capacidad de generación.
- Minimización de los costos de capital.

Metodología para la evaluación de repotenciación

Un análisis de repotenciación usualmente sigue los siguientes pasos⁴³:

- Determinación de los objetivos de generación del sistema; por ejemplo, la cantidad y valor de las necesidades adicionales de generación, reducción de emisiones, disponibilidad de combustible y sus costos, requerimientos de transmisión y limitaciones del despacho o pronósticos, pronósticos de carga de generación y horarios, etapas del precio de mercado de la electricidad, y otros requerimientos y objetivos.
- Identificación de las plantas existentes que pueden ser repotenciadas, para obtener los objetivos de generación por medio de identificar las restricciones importantes de sitio, condiciones físicas de los equipos existentes, y otras informaciones importantes.
- Identificación de las posibles tecnologías de repotenciación (Ciclo combinado, Hot Windbox, turbina de gas con complemento de caldera, turbina de gas con calentamiento de agua de alimentación, IGCC, CFBC, PFBC); Se requiere de un análisis preliminar del desempeño de las opciones para reducirlas a las más competitivas.
- Desarrollo del diseño, parámetros de operación, costos de capital, consideración de los tiempos y economías para la aplicación de la repotenciación y opción de una planta nueva.
- Selección de la mejor opción u opciones en base a factores económicos y otros. Se debe empezar con la determinación de la generación y objetivos del negocio, en este paso son lo más importantes a identificar; esto llevará al proyecto de repotenciación a las oportunidades más competitivas.

Para definir los objetivos del negocio o proyecto de repotenciación, hay dos relaciones importantes para establecerlos al inicio de la evaluación. Estas relaciones son únicas para cada sistema de generación, cada sistema eléctrico local o nacional y en función de estas relaciones se determina el despacho de cada planta y unidad.

Una de estas relaciones se refiere frecuentemente como la " curva lambda ", que representa el costo marginal a corto plazo (comúnmente calculado sobre una base horaria) versus el porcentaje de las horas totales disponibles de generación. El valor de lambda es el costo variable incremental de generación para el próximo incremento de carga en el sistema eléctrico, en base a una unidad ya en carga, para una unidad por arrancar. La curva lambda (Figura1.47) puede usarse para estimar las horas anuales esperadas de operación que el sistema le despachará a una planta o unidad.

⁴³ Notas del Dr. Gabriel León de los Santos (Facultad de Ingeniería, Plantas y Sistemas avanzados de potencia

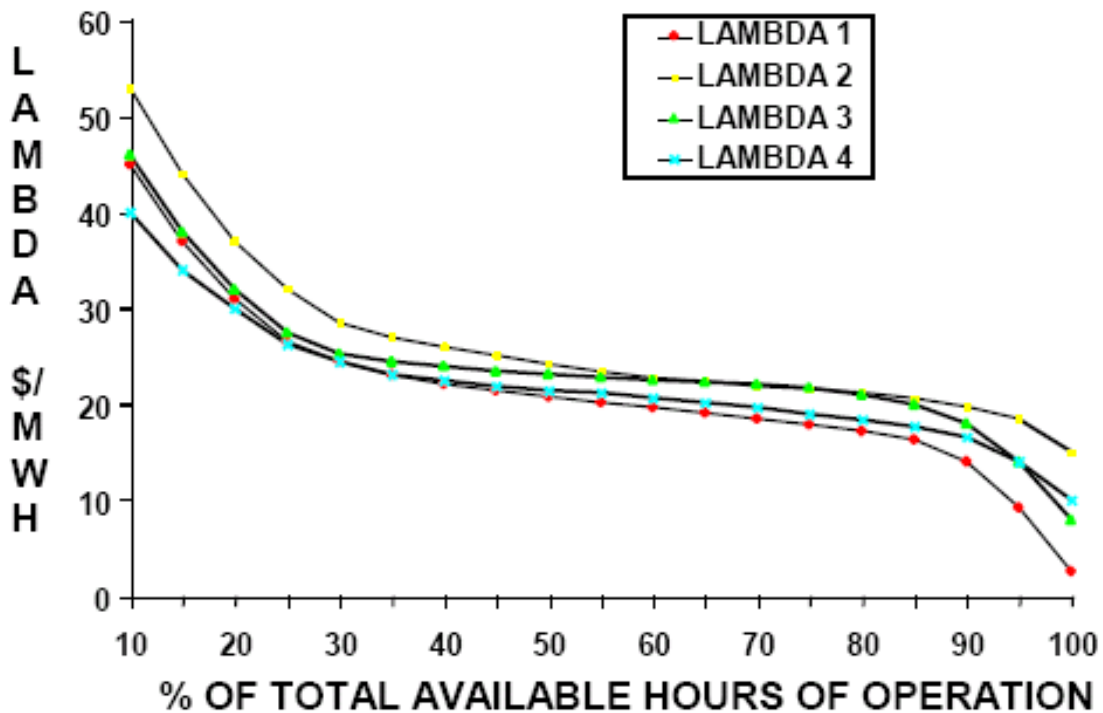


Figura 1. 47.-Curva lambda para diferentes tecnologías, plantas y unidades⁴⁴

Las opciones usualmente usadas para repotenciación con turbina de gas son las siguientes⁴⁵:

- Repotenciación del sitio en base a CCGT, (turbina de gas (GT) caldera de recuperación (HRSG), turbina de vapor (ST)).
- Sustitución de caldera con unidad de ciclo combinado (GT/HRSG).
- Repotenciación con Hot windbox de la caldera (HWBR).
- Repotenciación del sistema de precalentamiento del agua de alimentación (FWHR)

Las alternativas que generalmente son utilizadas para la repotenciación con combustibles sólidos son las siguientes:

- Sustitución de caldera y/o modificación para implementar combustión con lecho fluidizado atmosférico (AFBCR).
- Sustitución de caldera con lecho fluidizado presurizado (PFBCR) y adición de turbina de gas.
- Sustitución de caldera y adición de gasificación integrada al ciclo combinado (IGCC).

⁴⁴ Notas del Dr. Gabriel León de los Santos (Facultad de Ingeniería, Plantas y Sistemas avanzados de potencia

⁴⁵ Notas del Dr. Gabriel León de los Santos (Facultad de Ingeniería, Plantas y Sistemas avanzados de potencia

Repotenciación del sitio

Descripción de opciones con turbina de gas:

La repotenciación del sitio incluye la demolición de las unidades existentes, excepto del sistema de enfriamiento de agua del condensador y modificando el terreno para construir un ciclo combinado u otro tipo de planta. La repotenciación del sitio tiene la ventaja de poder ser utilizable por la tecnología del ciclo combinado sin tener que hacer compromisos con la parte vieja de los componentes existentes o sistemas. Cuando se compara la construcción de una nueva unidad o un nuevo sitio puede haber ahorros en los procesos, líneas de transmisión, accesos, y en las consideraciones socio económicas para el área que pueden hacer que esta opción sea preferida para una nueva inversión.

Repotenciación con ciclo combinado

Es el más común implementado en los EEUU, las calderas son sustituidas por turbinas de gas y un HRSG. Este esquema incrementa la capacidad de las unidades en 150-200%, reducen el consumo de calor en 30-40% y las emisiones de NO_x; las unidades a considerar son viejas y de menos de 250 MW con presiones de vapor de hasta 12.4 Mpa. El proyecto incluye la optimización de la turbina de vapor existente con los nuevos componentes del ciclo combinado o instalando una nueva turbina de vapor. La optimización de la turbina de vapor existente incluye decidir entre mantener los actuales calentadores de agua de alimentación y como maximizar la potencia de salida de la turbina de vapor.

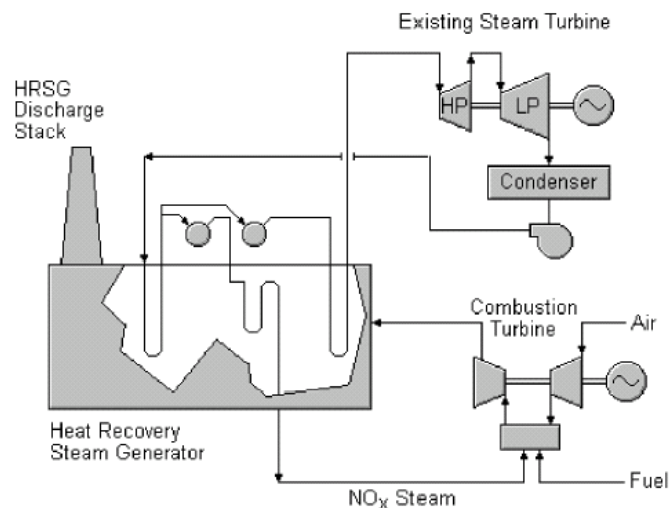


Figura 1.48.- Repotenciación con ciclo combinado

Optimizar el desempeño de las partes viejas de la planta es importante para la repotenciación de la unidad para que pueda ser competitiva frente a una unidad nueva, siempre y cuando eso sea a bajo costo.

Repotenciación Hot Windbox (HWBR, siglas en ingles)

La repotenciación del hogar de la caldera (sección radiante) consiste en instalar una o varias descargas de gas de la turbina de gas dentro del hogar de la caldera existente. La tecnología HWBR puede incrementar de 0 a 25% la capacidad de la unidad, implicando mejoras en la eficiencia de 10 a 20%, además reduce las emisiones de NO_x. Este tipo de tecnología es competitiva en grandes capacidades, y sistemas recientes de combustión para oil/gas.

La HWBR tiene el más alto grado de complicación o sofisticación técnica de todas las opciones de repotenciación con turbina de gas. Esta modificación se ubica para que los gases de escape de la turbina de gas se dirijan hacia el hogar de la caldera o en el ducto de aire primario un una parte en donde estaba el flujo de aire original proveniente de los ventiladores o tiro.

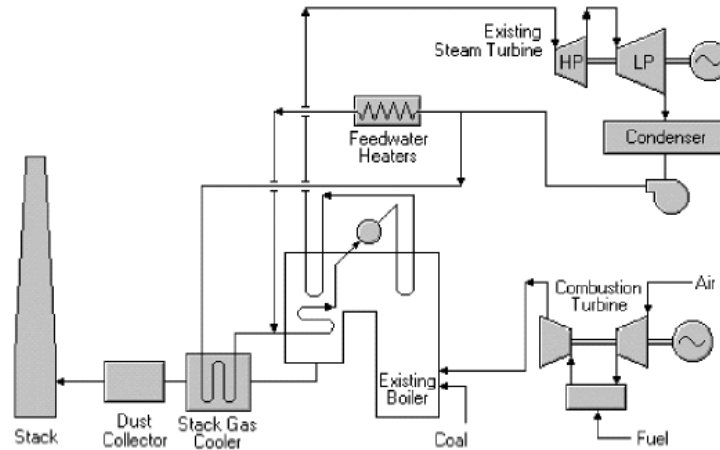


Figura 1.49.- Repotenciación Hot Windbox

Los precalentadores de aire pueden necesitar ser modificados para recibir el aire y flujos de gases, y el ducto debe ser adaptado, modernizado para soportar las altas temperaturas y gran volumen de aire. Los quemadores deben ser modificados o reemplazados debido al bajo nivel de oxígeno en el flujo de gases provenientes de la turbina. Otras modificaciones necesarias pueden incluir un by pass en los ductos de admisión para admitir cantidades variables de flujos de gases de la turbina de gas, los flujos pueden ser enviados a la chimenea o al economizador; un precalentador de aire con vapor que permita una operación independiente de la caldera existente cuando la turbina de gas no esté disponible, un ventilador de tiro inducido para reducir la contra presión de la descarga de la turbina de gas, y el by pass a la chimenea de la turbina de gas para operación en ciclo abierto.

Elección del tipo de repotenciación

Evidentemente cada unidad y planta es diferente y, por tanto, las modificaciones pertinentes junto con las mejoras conseguidas no son extrapolables completamente.

Sin embargo, se pueden dar una serie de pautas para dirigir el cómo debe estudiarse la conveniencia de distintos "repowering" planteados con respecto a la mejora de prestaciones en cuanto a eficiencias y emisiones.

En primer lugar se debe tenerse claro cuál es el objetivo por el que se plantea la repotenciación de una planta determinada. Mayor eficiencia, disminución de emisiones, uso de algún combustible alterno, que se traducirá en esos puntos, más incremento de capacidad con reutilización parcial o total de la infraestructura ya instalada.

El "repowering" completo, es la instalación de un ciclo combinado, sería una solución más eficiente, aunque con plazos de modificación más largos.

Para la repotenciación parcial, puede haber diferentes opciones en función de la planta y sus condicione de diseño y funcionamiento, pero dos muy usuales son:

El “repowering” parcial de caja de vientos (Repowering warm Windbox and Hot Windbox), es una solución más cara que las demás opciones, dado que necesita de modificaciones importantes en el hogar de la caldera y en el sistema aire / gases (una aplicación muy usual es aplicable a calderas paquete para convertirlas en HRSG).

El “repowering” parcial de agua de alimentación y paralelo permite la continuidad en el uso del combustible y el grado de modificación es pequeño, lo que implica menor costo de inversión y corto intervalo de tiempo para su implementación.

La nueva potencia de la planta repotenciada es una de las variables a tener en cuenta. Los objetivos del proyecto pueden ser aumentar la potencia por unidad, reducir al máximo las emisiones de CO₂ sin reducir la potencia instalada. Para ello, es necesario seleccionar la turbina de gas que mejor se adapte a la nueva configuración, teniendo en cuenta potencia, flujo másico, eficiencia y temperatura de salida del gas en la turbina.

En el “repowering” de agua de alimentación es aconsejable, siempre que sea posible, reducir al máximo las extracciones de la parte de alta presión de la turbina de vapor. La energía sobrante se puede aprovechar en reducir las extracciones de la parte de baja presión.

En el repowering paralelo, la energía del gas de la turbina debe ser destinada, mayormente, a la formación de vapor, cediendo el excedente en la parte de baja presión⁴⁶.

1.4.- La planta geotérmica Cerro Prieto

El campo de Cerro Prieto se encuentra localizado a 30 Km al sur de la ciudad de Mexicali. Cerro Prieto es el campo geotérmico de líquido dominante más grande del mundo y su explotación ha sido también una de las más exitosas. Está dividida en dos aéreas la de producción y la de generación, el área de producción se encarga de extraer el fluido geotérmico y entregarle el vapor al área de generación la cual convierte la energía del vapor en energía eléctrica por los métodos ya mencionados anteriormente.

En este campo se han perforado más de 200 pozos con profundidades entre 700 y 4,300 metros. Actualmente se tienen instaladas cuatro centrales con una capacidad instalada total de 720 MWe.

La central CP-1 cuenta con cinco unidades; las primeras dos, de 37.5 MWe cada una, entraron en operación en el año de 1973. En 1979 se adicionaron otras dos unidades de 37.5 MWe. En 1981 entró en operación una unidad de baja presión de 30 MWe.

Las centrales CP-II y CP-III cuentan cada una con dos unidades de 110 MWe, mismas que entraron en operación entre 1985 y 1987⁴⁷

La central Cerro Prieto IV consta de cuatro unidades de 25 MWe cada una. Entró en operación en el año 2000.

⁴⁶ Notas del Dr. Gabriel León de los Santos (Facultad de Ingeniería, Plantas y Sistemas avanzados de potencia

⁴⁷ Hiriart y Gutiérrez Comisión Federal de Electricidad gerencia de geotermia, 1992



Figura 1.50.- Vista del campo de Cerro Prieto y sus centrales.

1.4.1.- Situación geográfica

El campo geotérmico Cerro Prieto se localiza al norte del estado de Baja California en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, Baja California, entre los meridianos 115°12' y 115°18' longitud oeste y los paralelos 32°22' y 32°26' de latitud norte, destacando como rasgo geográfico el volcán de Cerro Prieto, que alcanza una elevación de 260 m.s.n.m.

El campo geotérmico de Cerro Prieto se encuentra comunicado con la Ciudad de Mexicali, B.C. por la carretera estatal Pascualitos – Pescaderos en el kilómetro 26.5 aproximadamente, así como por el ferrocarril Sonora – Baja California, ambas vías de acceso se encuentran intercomunicadas con la autopista Mexicali – San Luis Río Colorado.



Figura 1. 51.- Campos Geotérmicos en México⁴⁸

El volcán Cerro Prieto queda exactamente en la falla de Cerro Prieto y es el límite occidental del yacimiento, el campo geotérmico queda entre la falla Imperial y la falla de Cerro Prieto, la falla de Michoacán va paralela a esta fallas y es la intersección con una o más de las fallas transversales dando esto una alta permeabilidad teniendo acceso a fluidos de 350 °C a profundidades de 2000 m. (Figura 1.52).

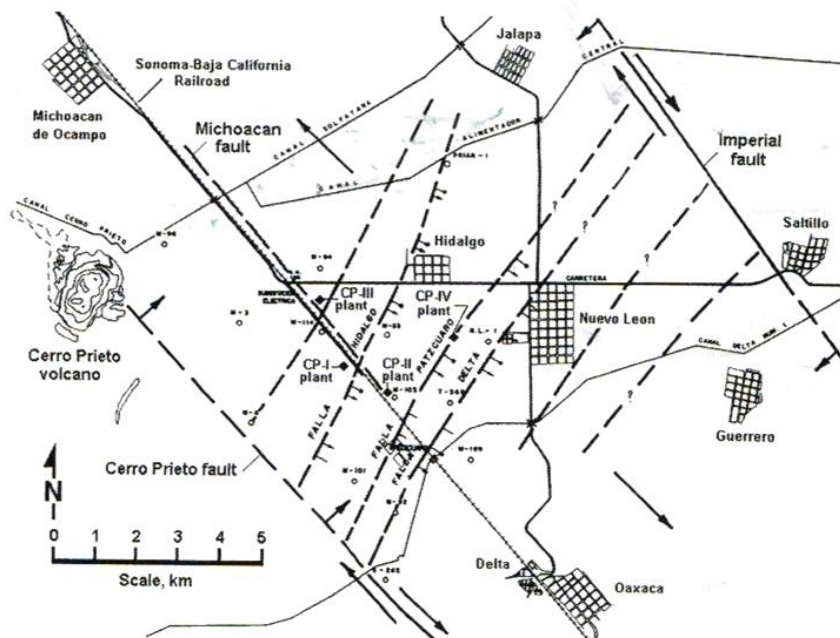


Figura 1.52.- Mapa de localización de Cerro prieto incluyendo las fallas principales⁴⁹.

⁴⁸ Gutiérrez-Negrín, L.C. 2005

⁴⁹ Geothermal Power Plants: Applications. Case Studies and Environmental Impact

1.4.2.- Generación eléctrica y tipos de unidades de generación geotérmica.

Las unidades de generación en el campo de Cerro Prieto se han ido ampliando empezando con CPI en 1973 y CPIV en el 2000 ahora se está licitando CPV la cual tendrá una capacidad de 100 MW, con esto el parque de generación aumentará 820 MWe. A continuación se mencionarán las centrales de Cerro Prieto y sus tipos de unidades de generación geotérmica.

Cerro Prieto I – Unidades 1-5

Cerro Prieto I (CP-I) tiene 4 unidades de una sola separación o flasheo, cada una de 37.5 MW y una de doble separación o dobleflash de 30 MW. Las 5 unidades fueran construidas de 1973 a 1981. La historia de estas unidades ejemplifica una de las características del yacimiento geotérmico, llamado evolución y cambio. Y se ejemplifica muy bien la combinación de unidades con una y dos separaciones. Las siguientes imágenes muestran la diferencia de las separaciones⁵⁰.

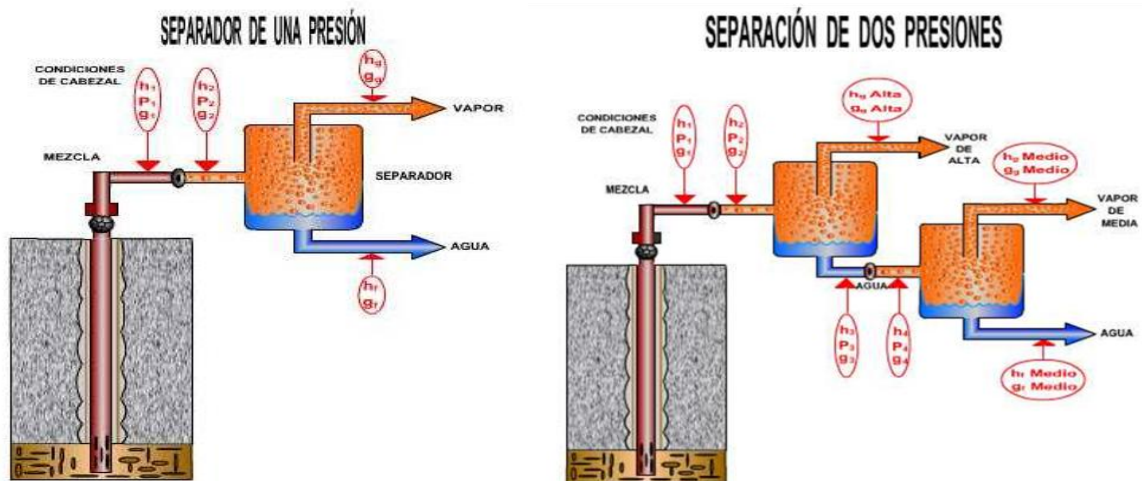


Figura 1.53.- Separación de una sola presión (izquierda), separación de dos presiones (derecha)⁵¹.

La Figura 1.54 muestra en forma simplificada del funcionamiento de la planta de doble separación, aunque el agua de reinyección no se regresa al acuífero si no que se manda a una laguna de evaporación acondicionada en el campo de Cerro Prieto. Hay varias razones por la cual no se reinyectaba, la primera era que no se tenía la suficiente información disponible de la mecánica del yacimiento y la interferencia de este fluido al acuífero, la segunda era por las altas temperaturas del fluido geotérmico, ya que esto ocasionaba la concentración de sílice en grandes cantidades que podían obstaculizar los pozos de reinyección, aunque ahora se sabe que la temperatura de salmuera en la salida del separador era lo bastante alta para evitar esta gran saturación.

⁵⁰ Prontuario de datos Técnicos Centrales “Geotermoelectricas” Cerro Prieto CFE 2003

⁵¹ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2007

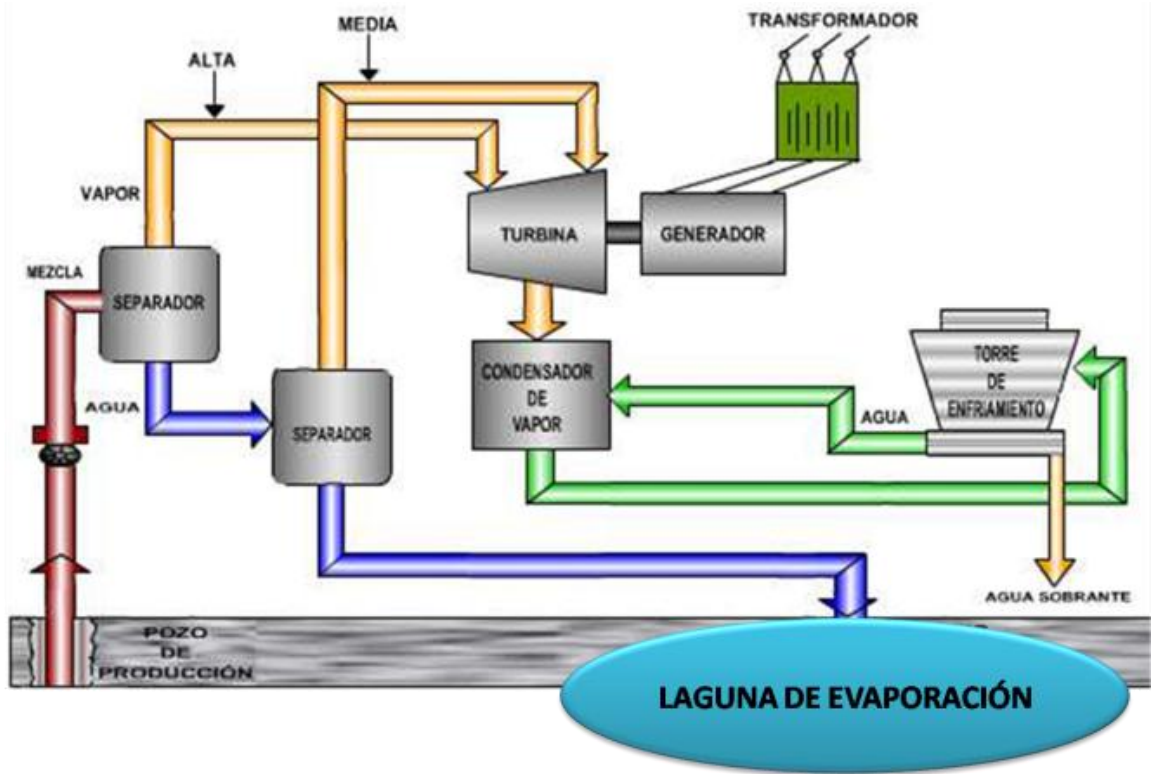


Figura 1.54.- Esquema de la planta a condensación con doble presión de vapor de entrada⁵²

La zona de CP I, donde actualmente hay perforados más de 50 pozos profundos, sólo 15 están integrados al sistema, importando vapor de CP II y III para completar los requerimientos de vapor de la planta.

A pesar del decaimiento de la producción de vapor en la zona de CP I, el yacimiento tiene altas temperaturas (superiores a los 200°C), buena permeabilidad, y el abatimiento ha sido importante pero no drástico gracias a la buena recarga hidráulica del poniente del campo.

Un yacimiento como el de CP I, en cualquier parte del mundo sería considerado con “altamente atractivo” para la generación, explotándolo con tecnologías modernas, diseñadas especialmente para este tipo de reservorios. Sin embargo en el contexto de CP, donde se tienen tres centrales de alta potencia y rendimiento, como son CP II, III y IV, aún no se ha decidido el explotar este potencial de manera diferente a como se viene realizando.

A continuación se muestra un resumen de los equipos que integran las unidades de Cerro Prieto I-II-III y IV⁵³.

Cerro Prieto I: 2 X 37.5 MW = 75 MW

Ciclo con una evaporación. Turbina Toshiba a condensación, con doble flujo y seis etapas de expansión (6x2). Inició su operación en 1973.

⁵² Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2007

⁵³ Prontuario de datos Técnicos Centrales “Geotermoelectricas” Cerro Prieto CFE 2003

Descripción	Unidades	1ª evaporación
Temperatura de entrada	°C	170
Presión de entrada	MPa	0.62
Flujo másico promedio	Ton/h	285
Presión de salida	MPa	0.012
Velocidad	RPM	3,600
Altura de la última rueda	mm	508
Potencia promedio	MW	37.5

Tabla 1.3.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto I-Primera planta

Cerro Prieto I: 2 X 37.5 MW = 75 MW

Ciclo con una evaporación. Turbina Toshiba a condensación, con doble flujo y seis etapas de expansión (6x2). Inició su operación en 1979.

Descripción	Unidades	1ª evaporación
Temperatura de entrada	°C	170
Presión de entrada	MPa	0.62
Flujo másico promedio	Ton/h	285
Presión de salida	MPa	0.012
Velocidad	RPM	3,600
Altura de la última rueda	mm	508
Potencia promedio	MW	37.5

Tabla 1.4.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto I-Segunda planta

Cerro Prieto I: 1 X 30 MW = 30 MW

Ciclo con doble evaporación de líquidos separados de las otras 4 unidades. Turbina Mitsubishi a condensación, de impulso-reacción con doble flujo y cinco etapas de expansión (5x2). Inició su operación en 1981.

Descripción	Unidades	1ª evaporación	2ª evaporación
Temperatura de entrada	°C	145 (Sat.)	121
Presión de entrada	MPa	0.42	0.20
Flujo másico promedio	Ton/h	143	136
Presión de salida	MPa	0.011	
Velocidad	RPM	3,600	
Altura de la última rueda	mm	584	
Potencia promedio	MW	30	

Tabla 1.5.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto I-Segunda planta

Cerro Prieto II - Unidades 1 y 2 y Cerro Prieto III – Unidades 1 y 2

Las siguientes cuatro unidades son idénticas cada una de 110 MW, las turbinas son a dos presiones con dos separaciones o doble flash. En el 2003 los factores de planta de CP-II y CP-III eran 78.4 % y 82.7%.

Cerro Prieto II: 2 X 110 MW = 220 MW

Ciclo con doble evaporación. Turbina Toshiba a condensación, con doble separación, tres etapas de alta presión (3x2) y cuatro de baja presión (4x2). Inició su operación en 1982. A continuación se resumen las especificaciones de los quipos de las unidades.

Descripción	Unidades	1ª evaporación	2ª evaporación
Temperatura de entrada	°C	182 (Sat.)	135
Presión de entrada	MPa	1.08	0.32
Flujo másico promedio	Ton/h	637	90.0
Presión de salida	MPa	0.011	
Velocidad	RPM	3,600	
Altura de la última rueda	mm	584	
Potencia promedio	MW	110	

Tabla 1. 6.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto II

Cerro Prieto III: 2 X 110 MW = 220 MW

Ciclo con doble evaporación. Turbina Toshiba a condensación, con doble separación, tres etapas de alta presión (3x2) y cuatro de baja presión (4x2). Inició su operación en 1983.

Descripción	Unidades	1ª evaporación	2ª evaporación
Temperatura de entrada	°C	182 (Sat.)	135
Presión de entrada	MPa	1.08	0.32
Flujo másico promedio	Ton/h	637	90.0
Presión de salida	MPa	0.011	
Velocidad	RPM	3,600	
Altura de la última rueda	mm	584	
Potencia promedio	MW	110	

Tabla 1. 7.- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto III

Cerro Prieto IV Unidades 1-4

Las unidades de la central Cerro Prieto IV son idénticas de una sola separación generando 25 MW, esta fue la última planta construida hasta el momento por CFE entró en operación el año 2000, en la siguiente imagen muestra de manera simplificada el accionar de esta planta.

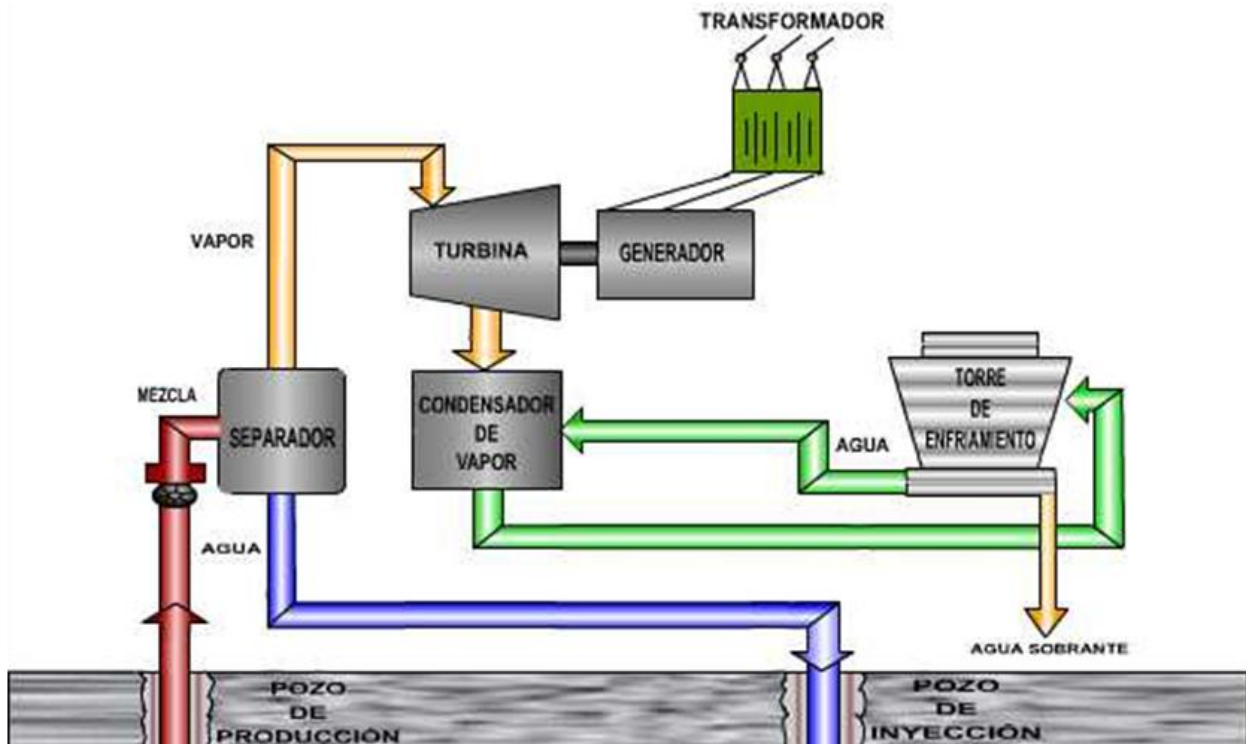


Figura 1. 55.-Esquema de la planta condensación con una sola presión de admisión⁵⁴

Cerro Prieto IV: 4 X 25 MW = 100 MW

Ciclo con una evaporación. Turbina Mitsubishi a condensación con una separación y siete etapas de expansión (7x1). Inició su operación en el año 2000.

Descripción	Unidades	1ª evaporación
Temperatura de entrada	°C	182 (Sat.)
Presión de entrada	MPa	1.05
Flujo másico promedio	Ton/hr	176
Presión de salida	MPa	0.012
Velocidad	RPM	3,600
Potencia promedio	MW	25

Tabla 1. 8 .- Tabla de datos de la Unidad Cerro Prieto IV

⁵⁴ Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2007

1.4.3.- Tipo de yacimiento

Los yacimientos geotérmicos se pueden clasificar en cuatro grupos: dominados por líquido, dominados por líquido con capa de vapor, dominados por vapor y de baja permeabilidad (dominados por roca). A continuación se describe las características principales del yacimiento encontrado en el campo geotérmico de Cerro Prieto y en especial del sector Cerro Prieto I la cual va a ser objeto de este estudio.

Yacimientos dominados por líquido

Estos reservorios son los más comunes. En su estado natural se caracterizan por el hecho de que la fase líquida es la predominante. Por lo general, las manifestaciones superficiales incluyen tanto fumarolas, en las zonas topográficamente altas, como manantiales hirvientes de tipo clorurado sódico, en las zonas bajas.

El perfil de presiones del yacimiento corresponde a un gradiente hidrostático: $P = \rho gh$.

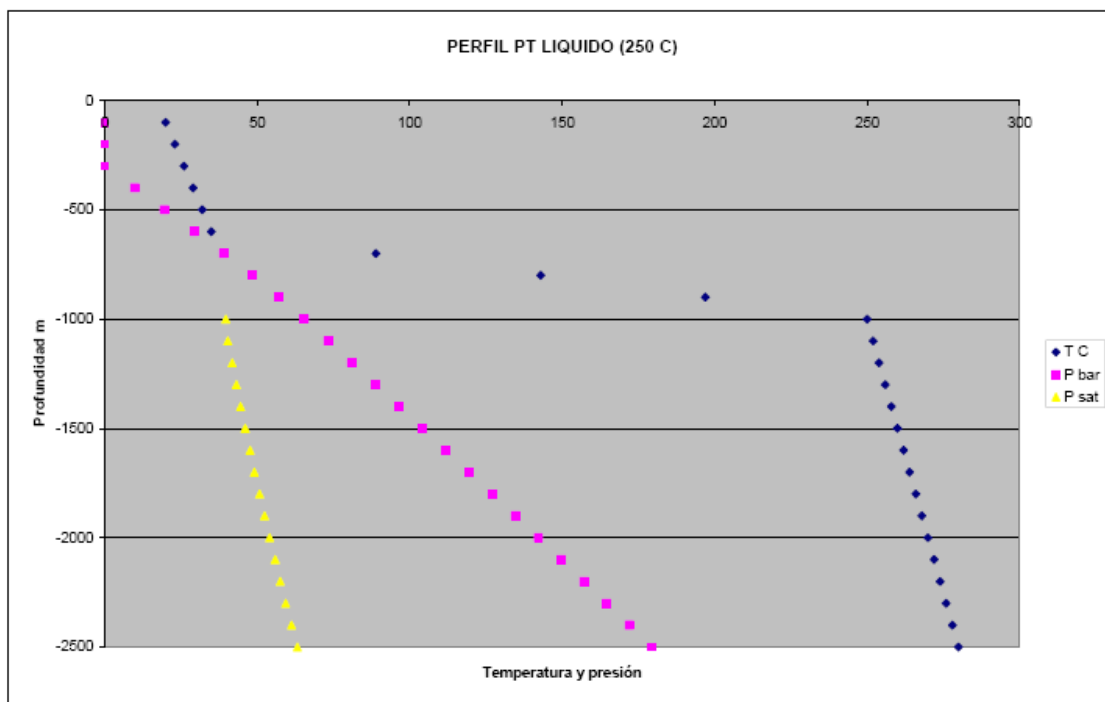


Figura 1. 56.- Perfil idealizado de un yacimiento dominado por líquido. La línea magenta representa el perfil hidrostático de presión, que es mayor que la presión de saturación (línea amarilla), a la temperatura del reservorio (línea azul) que es de 250° C⁵⁵.

En el diagrama de Cassius-Clapeyron, la presión y temperatura se ubican en la región de líquido comprimido.

⁵⁵ Manual de geotermia. José Luis Quijano León

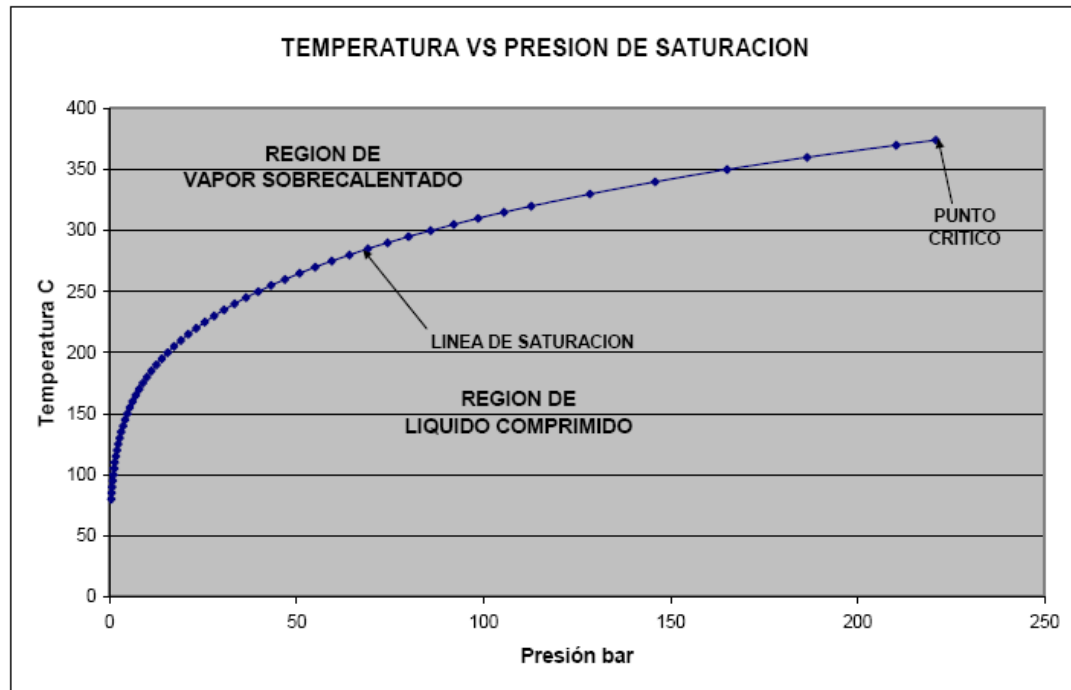


Figura 1.57.- La presión y temperatura del yacimiento se sitúan por debajo de la línea de saturación, es decir, la presión del yacimiento es siempre mayor que la de saturación⁵⁶.

Los pozos producen una mezcla de agua y vapor, aunque en la zona de alimentación sólo fluye líquido hacia el pozo. La entalpía total de producción corresponde a la entalpía del líquido a la temperatura del yacimiento. Cuando un pozo se cierra o se purga se presenta un nivel de agua dentro del pozo. El coeficiente de almacenaje de estos yacimientos es bajo, lo que implica que la caída de presión por extracción es alta. Es decir, se comportan como acuíferos confinados.

Yacimiento del sector Cerro Prieto I

Desde el inicio de la explotación del sector de Cerro Prieto I, el yacimiento se identificó porque la respuesta dominante fue una invasión de agua de menor temperatura, tanto lateral por el margen oeste del campo como vertical en algunos pozos, con evolución a dos fases en delimitadas zonas de CP-I⁵⁷. Estas zonas fueron retornando a comportarse como zonas de líquido dominante debido a la enorme recarga de aguas de menor temperatura, provocando gradualmente la muerte de algunos pozos productores, por lo que algunas zonas de explotación se han ido abandonando. Para mediados del 2008, la producción de vapor de CP-I fue tan solo un 20% de lo que se produjo en 1995.

En la Figura 1.58 se muestra un perfil de presión (azul) y temperatura (rojo) representativo del sector de Cerro Prieto I al inicio de la explotación. Como puede apreciarse, el gradiente de presión es hidrostático

⁵⁶ Manual de geotermia. José Luis Quijano León

⁵⁷ Production induced boiling and cold water entry in the Cerro Prieto geothermal reservoir indicated by chemical and physical measurements. Grant M.A. A.H.

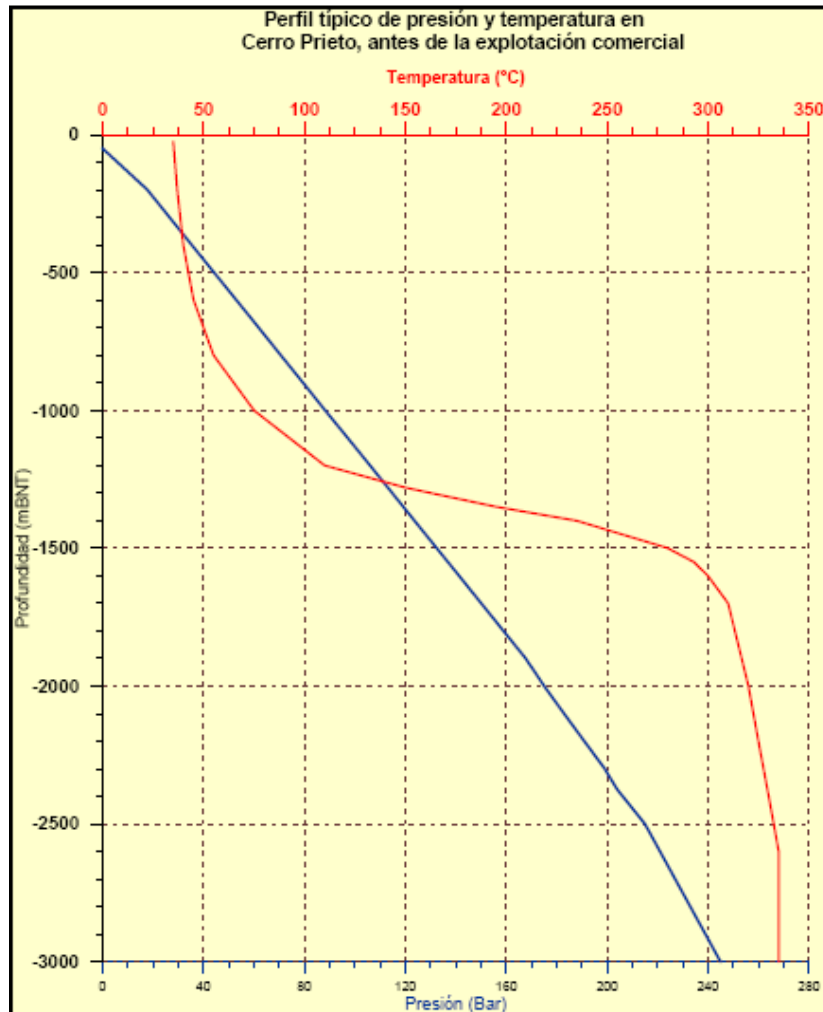


Figura 1.58.- Perfil de presiones de yacimientos dominados por líquido con capa de vapor. Central Cerró Prieto I⁵⁸.

Características generales del yacimiento

Para mostrar las características generales del yacimiento que permitan comprender mejor el comportamiento del sector CP-I, se muestra en la Figura 1.59 la configuración de la cima de la Unidad de Lutita Gris (ULG) y la Cima de los minerales de sílice y epidota (CSE) es decir la capa sello. Esta última se ha relacionado con la cima del llamado yacimiento beta⁵⁹. En la ULG se encuentran los estratos productores del yacimiento, que consisten en intercalaciones lenticulares de areniscas en lutitas.

La cima de la ULG es más somera hacia el oeste del campo, en donde se encuentra a profundidades de 750 m. Hacia el sur, sureste y al este, esta unidad se profundiza; por ejemplo, hacia el margen sureste su cima se halla a 1750 m de profundidad.

En relación a la distribución de la CSE, se puede observar un comportamiento similar al de la cima de la ULG, pero con marcadas diferencias en algunas zonas, como son una abrupta

⁵⁸ Manual de geotermia. José Luis Quijano León

⁵⁹ Development history of Cerro Prieto (1973-2000). Gutiérrez Puente H.

profundización hacia el margen norte del campo, donde las líneas de los contornos se hacen perpendiculares con respecto a los de la cima de la ULG. Tampoco en la zona denominada del domo, al este del sector de CP-III, se observa correspondencia entre los contornos mencionados.

Por otra parte, del centro al norte del sector CP-I se perforaron varios pozos productores relativamente someros, que no presentaron la ocurrencia de minerales de sílice y epidota. Estos pozos explotan al denominado yacimiento alfa. Sin embargo, en pozos profundos en el sector norte de CP-I sí se encontraron minerales hidrotermales de sílice y epidota de manera esporádica; cuando la ocurrencia fue en forma continua, ésta desaparece a mayores profundidades.

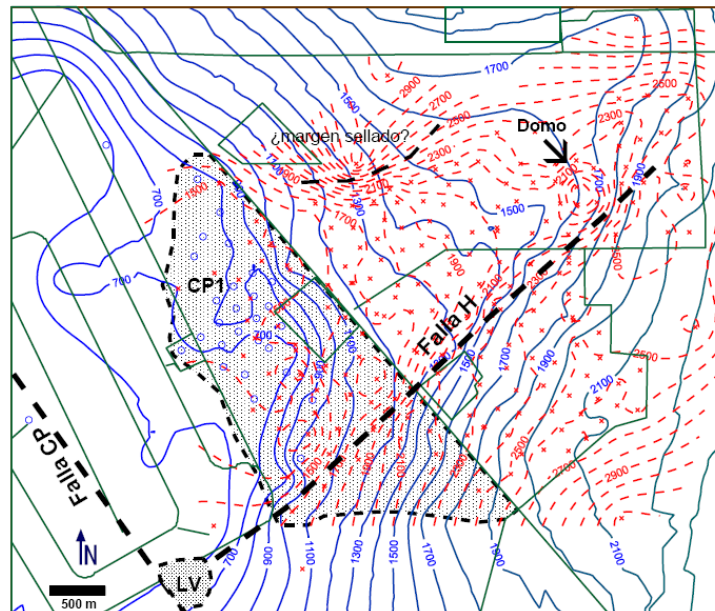


Figura 1.59.- Contornos de las cimas de la Unidad de Lutita Gris (líneas azules) y la zona con cementante de Sílice y Epidota (líneas rojas)⁶⁰.

Evolución productiva

El vapor total producido por todo el campo y el aportado por los pozos del sector CP-I, así como el porcentaje del total que este último representa se puede ver en la Figura 1.60. Aquí se observa que hasta finales de los años setenta el vapor total provenía sólo de los pozos de CP-I. A partir de 1985, sin embargo, el aporte de CP-I empezó a disminuir considerablemente hasta representar apenas el 6% del total en 2008.

Para el análisis productivo de CP-I, se consideran las cinco zonas definidas en un trabajo anterior⁶¹, ampliando la zona B1SE para incluir a los pozos que posteriormente se han ido incorporando hacia el sur de esta zona. Esas cinco zonas de CP-I se denominan: 1) alfa norte (AN); 2) alfa sur (AS); 3) beta uno norte (B1N); 4) beta uno sur (B1S) y 5) beta uno sureste (B1SE). Su ubicación en el campo se Cerro Prieto se presenta en la Figura 1.61.

⁶⁰ Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE

⁶¹ Update fluid flow model for the CPI area of the Cerro Prieto field. Gutiérrez y Rodríguez

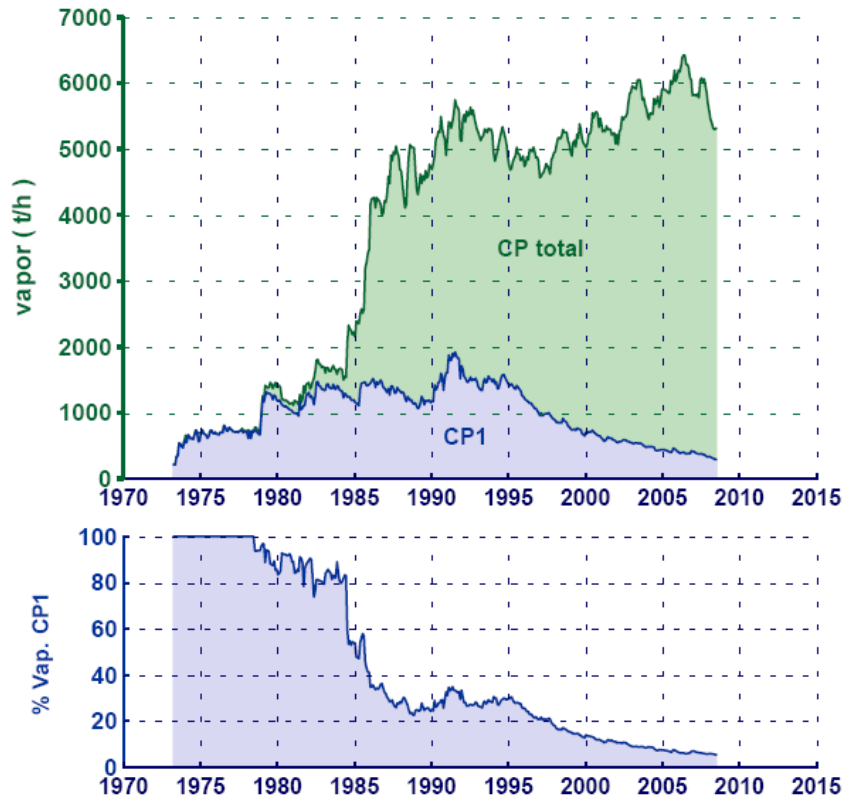


Figura 1.60.- Producción de vapor total en Cerro Prieto y en el sector CP-I (arriba), y porcentaje aportado por CP-I con respecto a la producción total (abajo)⁶²

Para la zona norte los pozos terminados a menos de 1450 m de profundidad pertenecen a la zona AN y los que son más profundos quedan en la B1N. Hay pozos que quedaron terminados en ambos acuíferos, pero conforme al criterio seguido, estos se agruparán en el más profundo. Para la zona sur se tomó la profundidad de 1650 m para separar a los pozos someros de los profundos, y así pozos terminados a menos de 1650 m de profundidad quedaron en la zona AS y el resto en la B1S. Los pozos de CP-I que quedaron al SE del área se agruparon todos en la zona B1SE, ya que todos son profundos.

La historia productiva del vapor aportado por cada una de esas cinco zonas del sector de CP-I, se muestra en la Figura 1.62. Puede notarse que tanto en esta figura, como en la 3 y en las sucesivas figuras donde se presenta el comportamiento de cada una de las cinco zonas mencionadas, se utilizan invariablemente los mismos colores para cada zona a fin de identificarlas más fácilmente. Tales colores son: azul para la zona AN, verde para la AS, negro para la B1N, morado para la B1S y rojo para la B1SE.

⁶² Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE

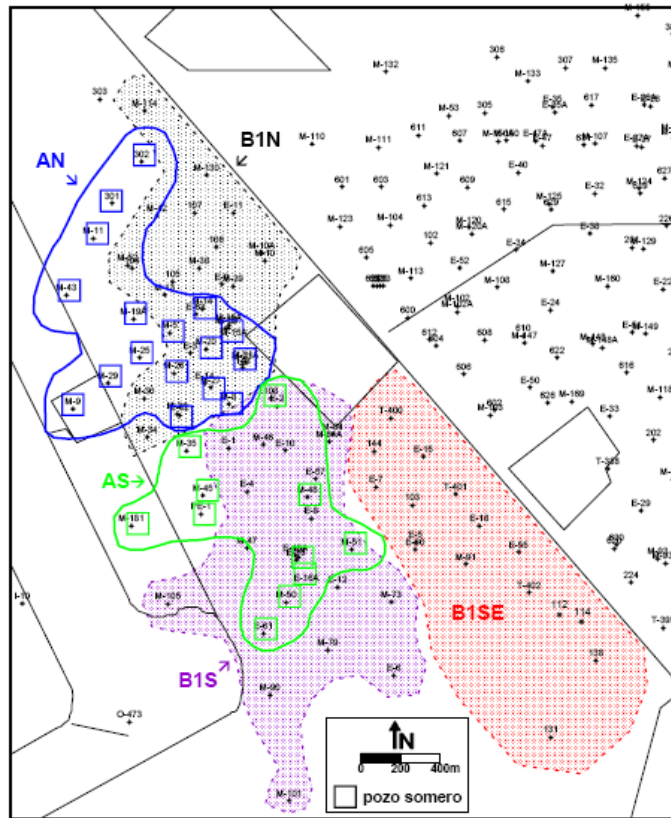


Figura 1.61.- Zonas en las que se dividió el sector CP-I⁶³

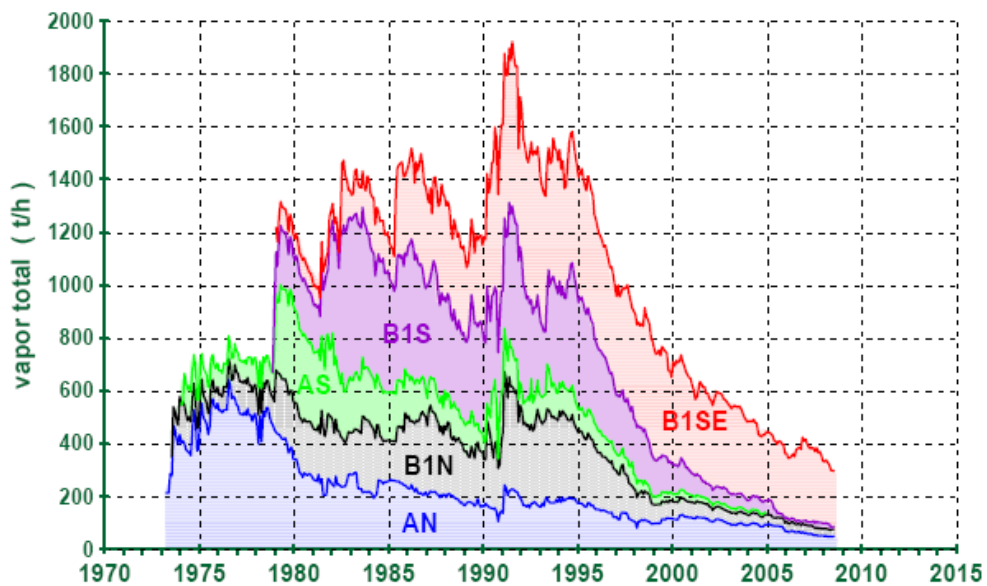


Figura 1.62.- Vapor producido en cada una de las cinco zonas y su relación con el vapor total del sector CP-I⁶⁴.

⁶³ Development history of Cerro Prieto (1973-2000). Gutiérrez Puente H

⁶⁴ Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE

En la Figura 1.62 las áreas en color significan la proporción de vapor aportado por cada una de las zonas con respecto al vapor total producido en el sector, expresado en toneladas por hora (t/h). Se puede observar que cada zona ha aportado diferentes proporciones en diferentes periodos. Al empezar la explotación de CP-I en 1973 gran parte del vapor era producido por los pozos de la zona AN y en menor proporción por los de las zonas AS y B1N. En 1979 se intensificó la explotación de la zona AS y se incorporó la zona B1S. En 1985 se incrementó lo aportado por los pozos de la zona B1SE. Es interesante observar cómo gradualmente se fueron incorporando las cinco zonas de CP-I a la producción, pero también cómo se fue abatiendo la producción en cada una. Por ejemplo, en 2005 la zona AS (color verde) dejó de aportar vapor, aunque a finales de los 70s los pozos ubicados en ella producían más de 350 t/h. La zona B1S (en morado) llegó a aportar más de 400 t/h durante los años 80s y principios de los 90s, pero para fines de 2008 su aportación era de escasas 15 t/h. También se puede observar que de 1990 a 1995 la zona profunda del norte de CP-I (B1N) producía más que la somera (AN, en azul), pero que desde 1997 esta zona somera produce más que la profunda. Finalmente, se puede notar que más del 60% del vapor producido en CP-I durante los últimos años (de 2005 a 2008) ha sido producido por la zona B1SE (en color rojo)⁶⁵.

La relación de la producción total de vapor con el número de pozos en operación de CP-I se muestra en la Figura 1.63, donde se ve que el resultado de un incremento en el número de pozos en operación es un aumento en la producción de vapor. En esta figura se indican las zonas que aumentaron su aportación en los incrementos de producción de vapor del sector. También se puede observar que después de un incremento en la producción ocurrió una fuerte declinación, como se indica en los ajustes lineales, en los cuales se tomaron periodos de al menos tres años que representan 36 datos mensuales.

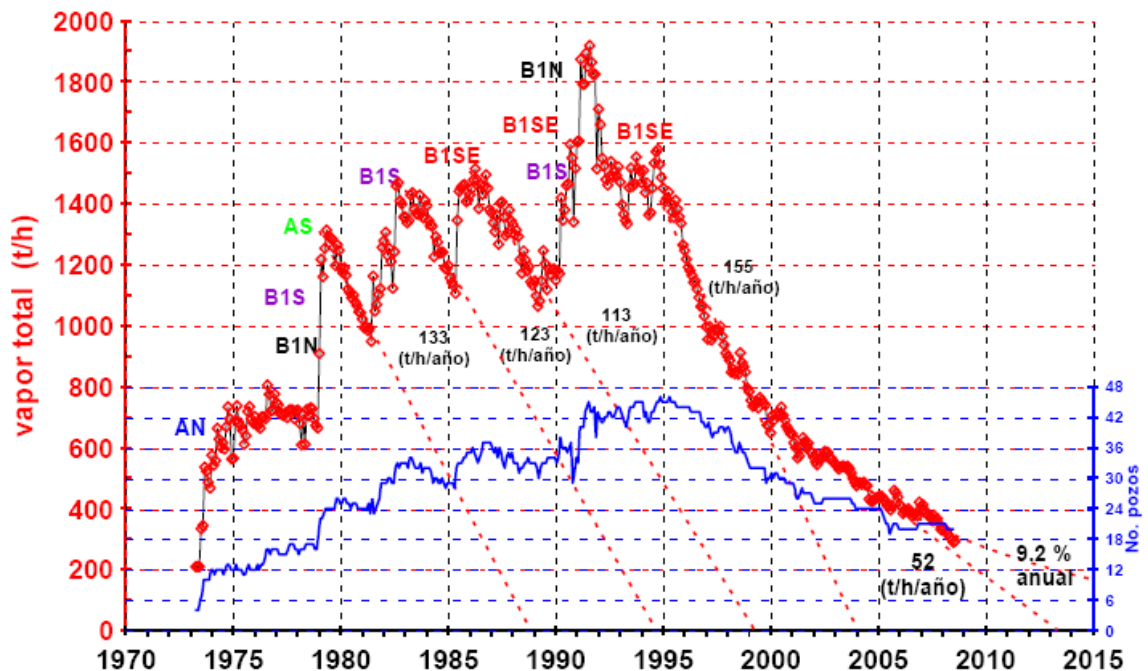


Figura 1.63.- Historia de la producción de vapor (rojo) y número de pozos en operación (azul) en CP-I.

⁶⁵ Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE

Por ejemplo, en el ajuste de 1979 a 1981 la declinación fue 133 t/h por año, de 1982 a 1985 fue de 123 t/h por año, de 1986 a 1989 de 113 t/h por año y de 1995 a 1999 de 155 t/h anuales.

Entre 1973 y 1995 el número de pozos en operación en CP-I se fue incrementando, aunque con algunos altibajos, llegando a un máximo de 45 pozos en ese año. Sin embargo, conforme se fueron perforando más pozos en CP-I las áreas disponibles para localizar nuevos pozos productores se fueron agotando. Esto, aunado a la pérdida del potencial del yacimiento en este sector de CP-I, llevó a que el número de pozos se fuera reduciendo a partir de 1995, lo cual a su vez llevó a la fuerte declinación en la producción de vapor durante el segundo lustro de los años 90, que cayó de 1500 t/h a 750 t/h. Por supuesto, con una menor producción total de vapor el abatimiento también fue menor, llegando a ser durante el primer lustro de este siglo de 52 t/h por año, equivalente en el último periodo ajustado a una declinación anual del 9.2%. La producción reportada en julio de 2008 fue de sólo 300 t/h, que representa una quinta parte de la producción reportada a fines de 1994.

La evolución del vapor promedio producido por pozo (VPP) para las zonas AN, B1N y B1SE se muestra en la Figura 1.64. Se omiten las zonas AS, por no tener actualmente ningún pozo en producción, y B1S, por tener uno solo. La producción promedio de vapor de los pozos en la zona B1N era mayor a la de los pozos de la zona AN hasta antes de 1995. La situación se invirtió en los años posteriores, básicamente debido a que la declinación del VPP en la zona B1N llegó al 13.6% anual, mientras que en los pozos de la zona AN sólo fue del 2.5% anual (Figura 1.64).

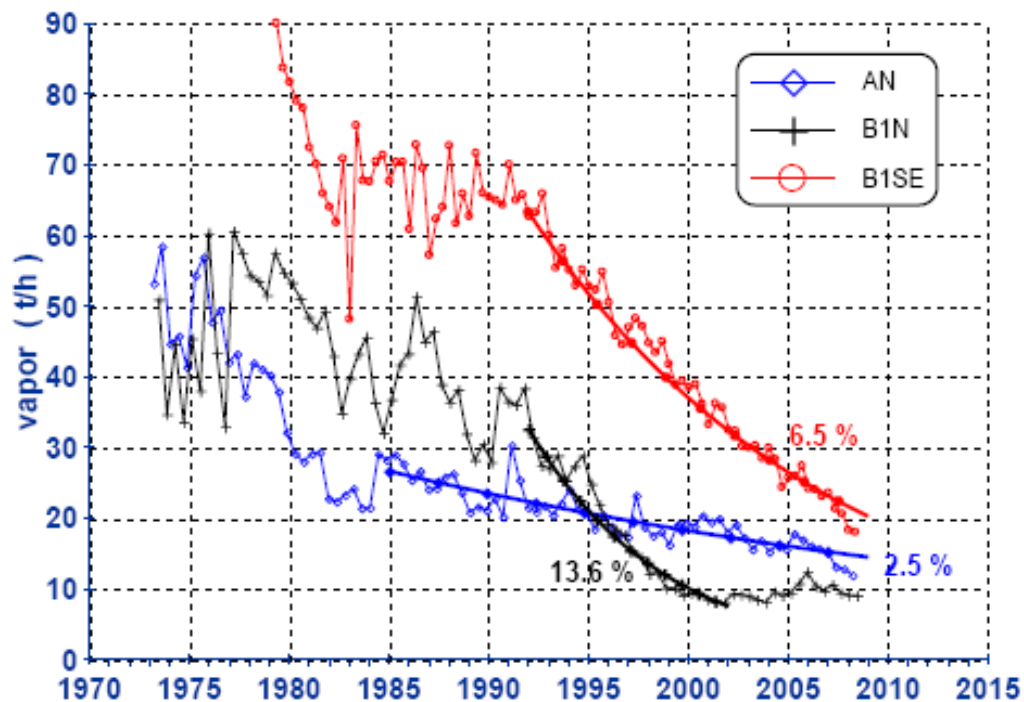


Figura 1.64.- Evolución del vapor promedio por pozo (VPP) en t/h en las zonas AN, B1N y B1SE de CP-I⁶⁶.

⁶⁶ Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE

Por su parte, el VPP de la zona B1SE tuvo un fuerte descenso entre 1979 y 1984 pero se mantuvo más o menos constante (60-70 t/h) de 1985 a 1993. A partir de este año se define una clara tendencia a bajar con un promedio anual del 6.5%, llegando en 2008 a una producción promedio de apenas 20 t/h por pozo.

En la Figura 1.65 se presenta otro parámetro importante, que es la evolución de la entalpía de la mezcla promedio ponderada (EMPAPA) de las tres últimas zonas comentadas (AN, B1N y B1SE). Aquí se puede observar un comportamiento similar al del VPP presentado en la Figura 1.64, aunque con algunas variantes. La EMPAPA de los pozos de la zona B1N fue en general mayor que en los pozos de la zona AN hasta antes de 1997. Pero la EMPAPA de los pozos de la zona B1N empezó a declinar más rápida y constantemente a partir de ese año, llegando a una tasa anual del 1.81%. Como esta tasa es mayor a la que presentan los pozos de la zona AN (del 0.52% anual), desde el año 2000 la EMPAPA de los pozos de esta zona ha sido más alta que la de los pozos de la zona B1N. La EMPAPA en la zona B1SE ha evolucionado con diversas tendencias; por ejemplo de 1980 a 1988 se incrementó de 1400 kJ/kg a 1800 kJ/kg, pero en los años siguientes ha presentado una declinación bien definida de 1.86% anual, por lo que entre 1992 y 2008 la EMPAPA de los pozos en esta zona bajó de 1700 kJ/kg a 1250 kJ/kg, lo cual equivale a una reducción del 50% en la fracción de vapor de la mezcla producida.

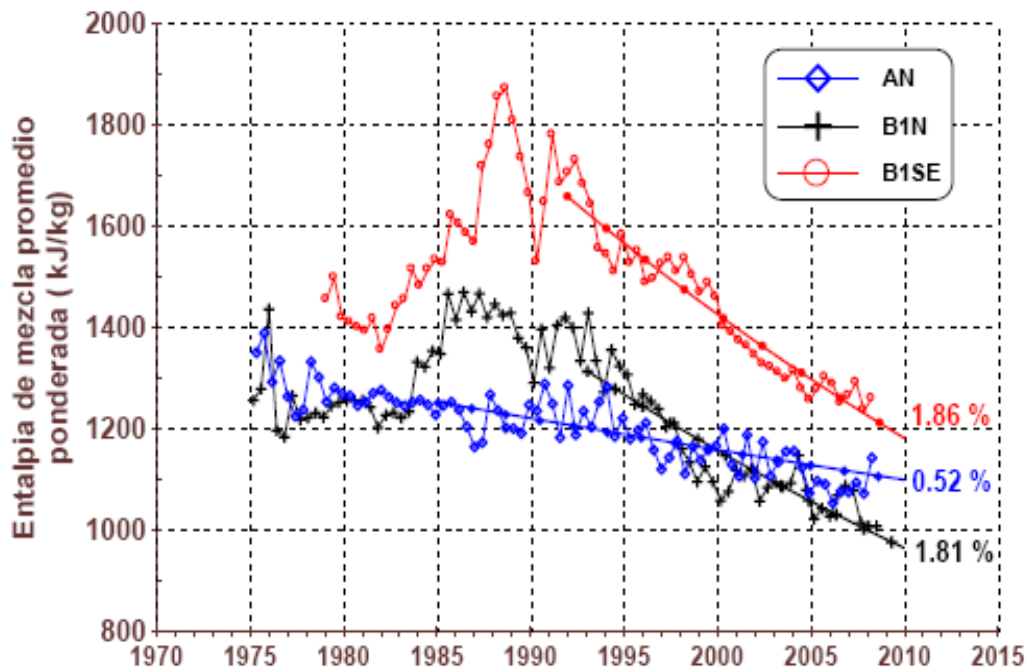


Figura 1.65.- Evolución de la entalpía de mezcla promedio ponderada (EMPP) para las zonas AN, B1N y B1SE de CP-I⁶⁷.

Variación de la temperatura con registros de fondo

Con objeto de conocer la evolución de la temperatura en los estratos del yacimiento de las diferentes zonas del sector CP-I se presentan las temperaturas obtenidas con registros de fondo de 8 pozos. Tres de ellos (E-9, E-63 y 143) se ubican en la zona centro-norte del sector y

⁶⁷ Update fluid flow model for the CPI area of the Cerro Prieto field. Gutierrez y Rodriguez

cinco (pozos M-84, M-84A, E-57, M-48 y 144) se localizan en la zona centro-sur, como se ilustra en la Figura 1.66.

En la Figura 1.67 se muestran registros de temperatura de los pozos de la zona centro-norte (E-9, E-63 y 143), así como el intervalo productor. El pozo E-9 se perforó en 1984; registros de temperatura tomados en 1984 con el pozo estático (sin fluir) presentaron 310°C en el intervalo de 1300 a 1700 m de profundidad. Cuando el pozo fluyó en 1985 se corrió el registro 3A, el cual confirma que el pozo es alimentado con fluidos de 310°C. El pozo fue reparado en 1994, dejando un intervalo productor más profundo; sin embargo, la temperatura alcanzada a profundidades mayores de 1600 m fue de sólo 260°C, según el registro 4A, mientras que entre los 1200 y 1500 m de profundidad la temperatura fue más alta (300°C). La baja temperatura a profundidades mayores de 1600 m se confirma con el registro 5A, tomado con el pozo fluyendo.

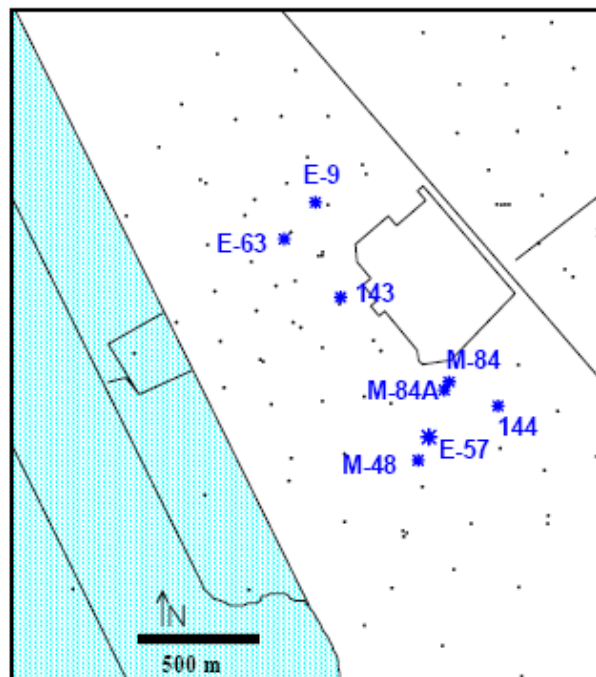


Figura 1.66.- Localización de los pozos cuyos registros de temperatura se comentan⁶⁸.

El pozo E-63 se perforó en 1989 alcanzando 300°C en el intervalo de 1300 a 1600 m según el registro estático 1B; esta temperatura fue confirmada por el registro 2B, tomado con el pozo fluyendo. En 1997 el pozo fue reparado y profundizado, alcanzando los mismos 300°C en el intervalo mencionado. Sin embargo, a la profundidad de 1650 m se registraron apenas 250°C como lo muestra el registro 3B y lo confirma el registro 4B, con el pozo fluyendo (Fig. 1.66).

El pozo E-63 se perforó en 1989 alcanzando 300°C en el intervalo de 1300 a 1600 m según el registro estático 1B; esta temperatura fue confirmada por el registro 2B, tomado con el pozo fluyendo. En 1997 el pozo fue reparado y profundizado, alcanzando los mismos 300°C en el intervalo mencionado. Sin embargo, a la profundidad de 1650 m se registraron apenas 250°C como lo muestra el registro 3B y lo confirma el registro 4B, con el pozo fluyendo (Figura 1.66).

⁶⁸ Studies for recovering injection capacity in Wells of the Cerro Prieto BC, geothermal field. Alvarez Julio CFE

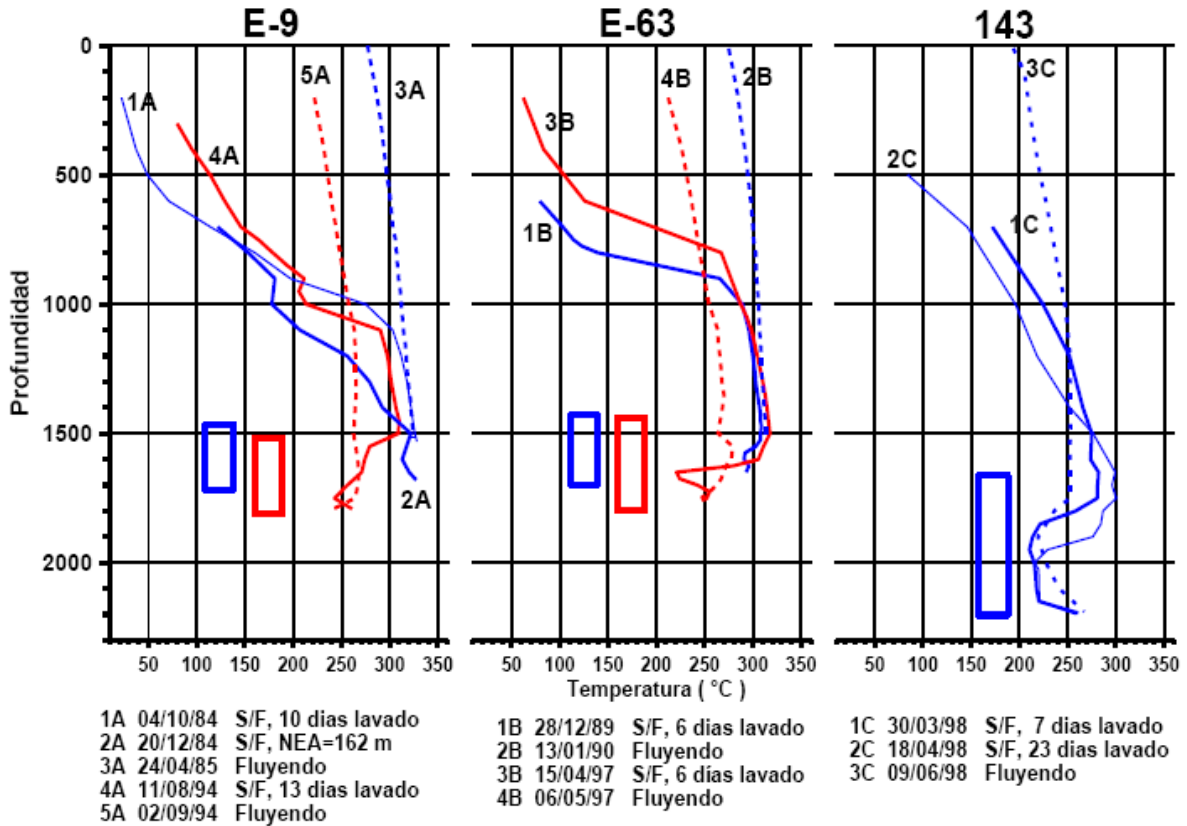


Figura 1.67.- Perfiles de temperatura de los pozos E-9, E-63 y 143 CP-I⁶⁹.

Finalmente, el pozo 143 fue perforado en 1998 hasta la profundidad de 2196 m, lo cual lo convierte en el pozo más profundo de la zona productora centro-norte del sector CP-I. Los registros estáticos 1C y 2C reportan temperaturas entre 280 y 300°C en el intervalo de 1550 a 1750 m, pero por debajo de los 1800 m y hasta los 2150 m la temperatura disminuye a 220°C y luego asciende a más de 250°C al fondo del pozo. Cuando el pozo fluye, sin embargo, no hay aportación de fluido del fondo, como se interpreta con el registro 3C.

En esos tres pozos analizados, ubicados en la zona B1N, se puede afirmar que se ha presentado un mayor enfriamiento en los estratos profundos (B1N) que en los estratos someros (AN), debido a la recarga de agua fría (menos caliente) inducida por la explotación.

Por lo que se refiere a los cinco pozos ubicados hacia el centro-sur de CP-I (Figura 1.66), en la Figura 1.68 se muestran varios de sus registros de temperatura. El pozo M-48 quedó terminado en 1978 en la zona AS; en los registros 1A (pozo estático) y 2A (pozo fluyendo) se observa que a profundidades de 1100 a 1200 m las temperaturas sobrepasaban los 300°C, hacia finales de los años 70. El pozo E-57, por su parte, fue perforado en 1989 a escasos 100 m del M-48 pero a 2000 m de profundidad y dentro de la zona B1S; este pozo registró temperaturas de 200°C en el intervalo de 1200 a 1300 m y de 260°C en el intervalo de 1600 a 1900 m (Figura 1.68).

El pozo M-84 se perforó también en 1978, presentándose dos de sus registros de temperatura en la Figura 1.67: el 1B con el pozo estático, y el 2B con el pozo fluyendo; en ambos se registraron 340°C a profundidades mayores de 1500 m de profundidad. Este pozo se considera

⁶⁹ Studies for recovering injection capacity in Wells of the Cerro Prieto BC, geothermal field. Alvarez Julio CFE

terminado en la zona B1S, pero también es posible que haya quedado en la zona AS. Su pozo gemelo, M-84A, se perforó 20 años después a escasos 40 metros de él, pero a 2195 m de profundidad. Como se ve en la Figura 1.68, el pozo M-84A sólo alcanzó una temperatura de 220°C en el intervalo de 1600 a 2100 m de profundidad, como se puede observar en los registros 3B (pozo estático) y 4B (pozo fluyendo), aunque después ascendió a unos 260°C a mayor profundidad. El pozo no produjo de esos estratos profundos, como se puede interpretar por el registro 4B, y debido a que no alcanzó una presión de cabezal mayor a la del separador primario nunca se integró a producción.

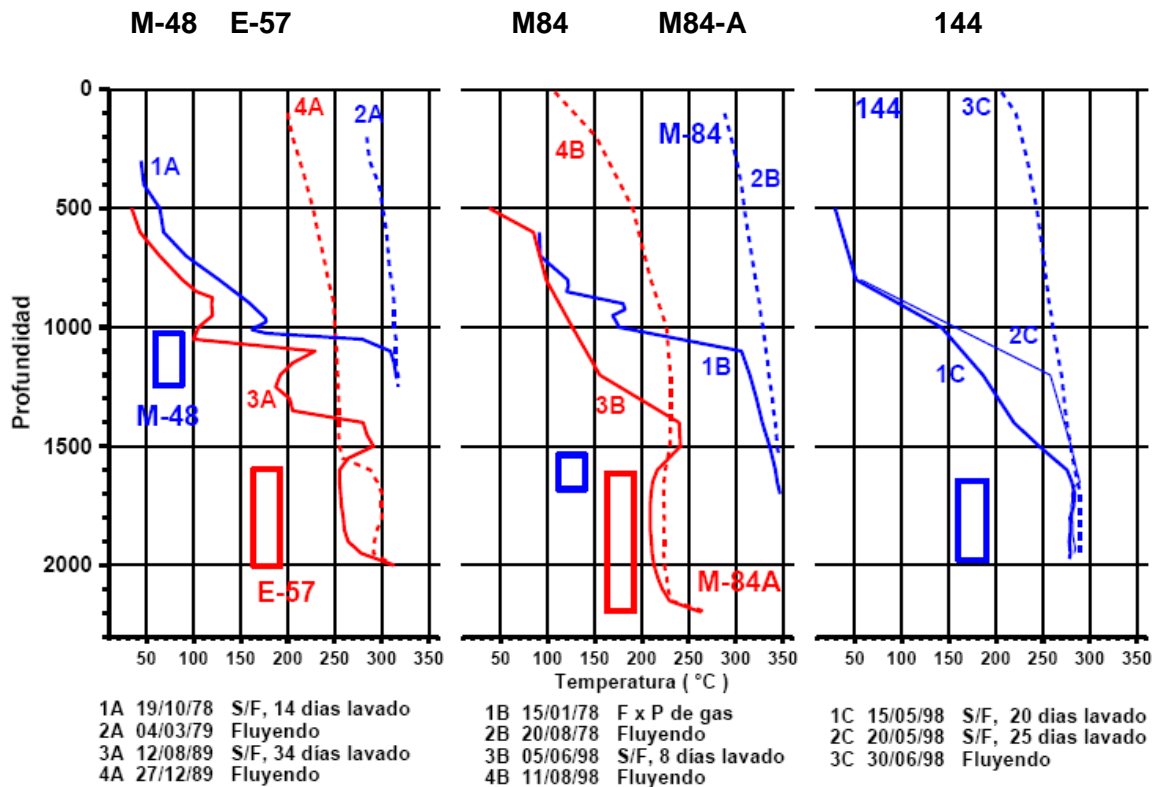


Figura 1.68.- Perfiles de temperatura de los pozos M-48, E-57, M-84, M-84A y 144⁷⁰.

Finalmente también se presentan en la Figura 1.68 registros de temperatura del pozo 144, perforado en 1998 a 230 m del pozo M-84A. Los registros 1C y 2C fueron corridos con el pozo estático, registrándose más de 280°C a profundidades mayores de 1600 m. El registro 3C, con el pozo fluyendo, registró cerca de 290°C, en el intervalo productor de 1630 a 1970 m. Por su localización y terminación, este pozo quedó en la zona B1SE.

A partir de la evolución de la temperatura en estos cinco pozos del centro-sur del sector CP-I, se puede afirmar que en la porción inferior de la zona somera AS ha ocurrido un mayor enfriamiento provocado por la explotación, mismo que también se ha presentado, aunque no de manera tan notoria, en la porción profunda (zona B1S). También puede afirmarse que la zona B1SE es la que presenta un menor enfriamiento con respecto a las otras dos zonas comentadas (AS y B1S)⁷¹.

⁷⁰ Studies for recovering injection capacity in Wells of the Cerro Prieto BC, geothermal field. Álvarez Julio CFE

⁷¹ Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE

Evolución de la presión

Para ilustrar cómo ha evolucionado la presión a lo largo del tiempo en las diferentes zonas de CP-I, se muestra la evolución de los niveles espejo de agua (NEA) en pozos de observación. Se incluye un total de 12 pozos ubicados en las cinco zonas de CP-I, como se puede observar en la Figura 1.69: los pozos M-43, M-5 y M-27 son pozos terminados en la zona AN; el pozo E-14 está en la zona B1N; los pozos 101 y M-48 quedan terminados en la zona AS; los pozos E-8 y M-84A en la zona B1S; finalmente, los pozos M-91, 131, 138, 112 y 114 quedan dentro de la zona B1SE.

En la Figura 1.70 se presenta la evolución del NEA en cada uno de esos pozos. En ella se observa que el pozo M-43, localizado más al norte, tiene el NEA más somero, a 170 m de profundidad, según se midió en 2008. Los pozos M-5 y M-27, también ubicados al norte, en la zona AN, cuentan con más datos históricos de su NEA. En 1984, el NEA en estos pozos era de unos 100 m de profundidad, pero se fue profundizando hasta llegar a 250 m en 1998, para después estabilizarse a esta profundidad como lo muestra la medición de 2008. El pozo profundo E-14, ubicado en la zona B1N y vecino del pozo somero M-27, presenta un NEA más profundo que varió de 200 m de profundidad en 1992 a 400 m en 2008 (Figura 1.70).

Los pozos someros del centro-sur de CP-I M-48 y 101 muestran una declinación de su NEA menor que la presentada en las zonas AN y B1N del norte (Figura 1.70). Sin embargo, el pozo profundo E-8, ubicado en la zona B1S entre los pozos someros M-48 y 101, ha presentado una mayor declinación de su NEA, ya que de 150 m de profundidad en 1985 bajó a 550 m en 2008. Para confirmar que el NEA en la zona B1S es profundo, se incluye el historial del pozo M-84A que, aunque algo errático, confirma que el NEA en esta zona se encuentra actualmente (2008) por debajo de los 600 m de profundidad.

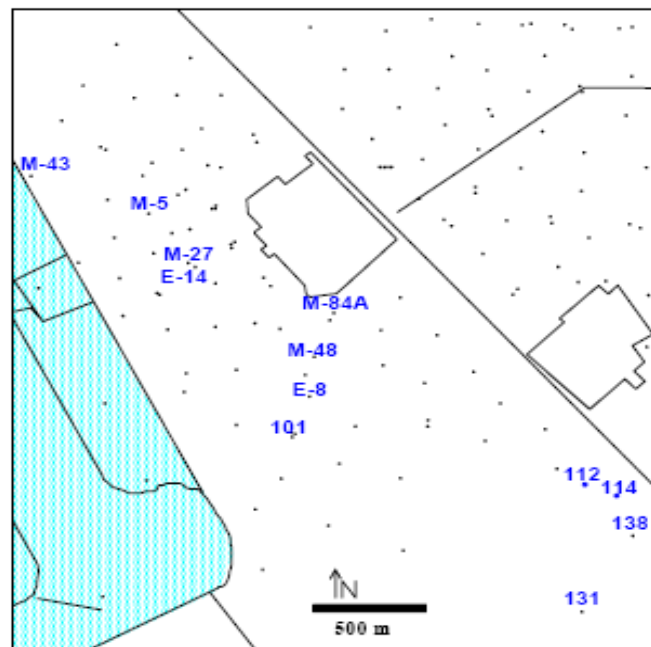


Figura 1.69.- Localización de los pozos cuya evolución del NEA se comenta⁷²

⁷² Studies for recovering injection capacity in Wells of the Cerro Prieto BC, geothermal field. Alvarez Julio CFE

Otro pozo con un largo historial es el M-91, localizado en la zona B1SE, cuyo NEA se midió a 50 m de profundidad en 1978 y descendió hasta 595 m de profundidad en 2008 (Fig. 1.69).

Para confirmar que el NEA en la zona B1SE es el más profundo de CP-I, se incluyen datos de los pozos 131, 138, 112 y 114, localizados en la misma zona pero al sureste, como se puede observar en la Figura 1.68. En 1999, después de perforarse los pozos 131 y 138, el NEA se midió a 925 m de profundidad. Entre finales de 2005 y principios de 2006, el NEA medido en los pozos 112 y 114, estuvo a más de 1100 m.

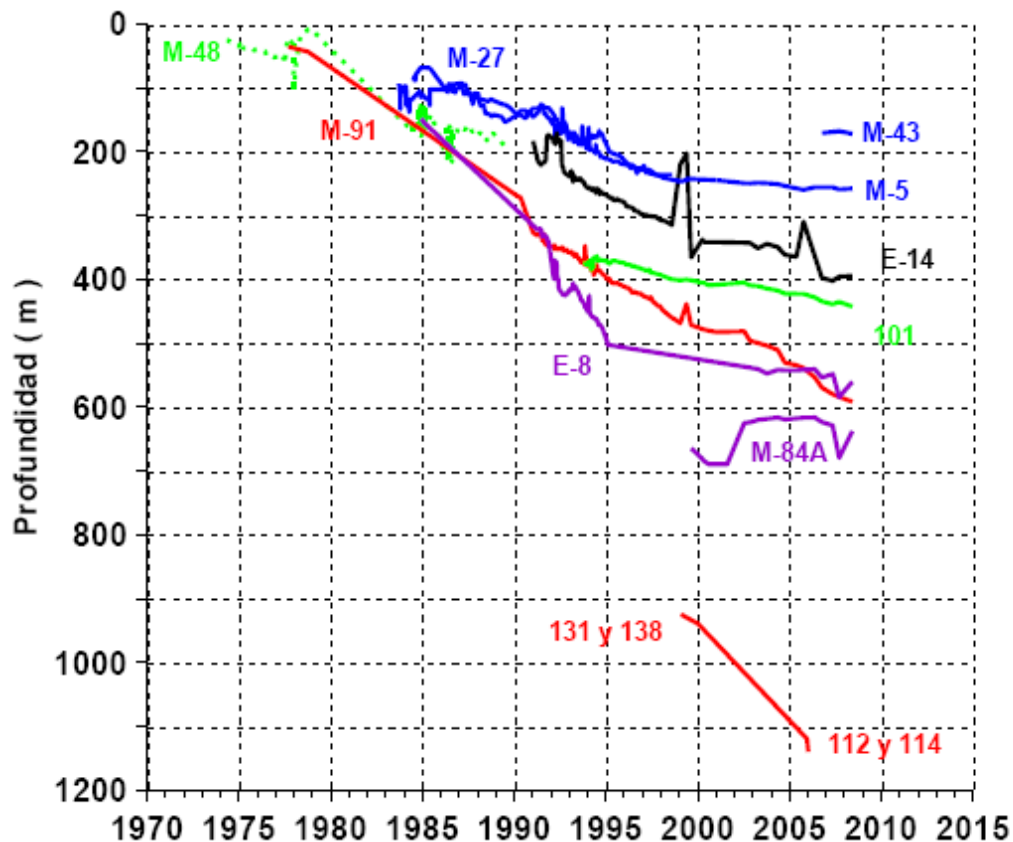


Figura 1.70.- Evolución del NEA en pozos seleccionados de CP-I⁷³.

Con estos datos obtenidos por la Gerencia de Geotermia de la Comisión Federal de Electricidad se ilustra la gran problemática que se tiene en el sector I de Cerro Prieto debido a la falta de producción del yacimiento. La cual presenta una oportunidad de implementar la energía solar como complemento de la energía geotérmica. En el siguiente capítulo se discute la propuesta de inyección de energía solar para la repotenciación de la geotermia.

⁷³ Studies for recovering injection capacity in Wells of the Cerro Prieto BC, geothermal field. Alvarez Julio CFE

Conclusiones

En este capítulo se dieron a conocer las bases energéticas y teóricas del aprovechamiento de las energías renovables haciendo énfasis en la energía solar y la geotérmica, las cuales, son las que se ocuparan en este estudio, integrando la energía solar térmica a los campos geotérmicos. Se abordaron los temas de cambio climático y mitigación de gases de efecto invernadero dejando estos antecedentes para integrar la cuestión ambiental en la propuesta de este estudio. Se elaboró un estudio de manera general de las plantas de generación solar y geotérmica, dando a conocer las características principales de cada planta y sus necesidades mínimas de generación. También se dieron a conocer las características de la planta de Cerro Prieto ubicada cerca de Mexicali, que es la planta objeto de este estudio. Se abordaron cuestiones termodinámicas, yacimientos, historiales termodinámicos de pozos de producción, ubicación geográfica y generación eléctrica. Todos estos datos servirán para realizar los cálculos técnicos, económicos y ambientales en los siguientes capítulos.

CAPITULO II.- PROPUESTAS DE MEJORA Y EVALUACIÓN TÉCNICA APORTANDO ENERGÍA TÉRMICA SOLAR.

Introducción

En este capítulo se evaluará las diferentes propuestas de repotenciar la planta de Cerro Prieto, inyectando energía solar mediante colectores solares cilindro parabólico, evaluando con diferentes configuraciones la planta geotérmica para encontrar la mejor propuesta.

Este capítulo se divide en dos partes, en la primera se darán las ecuaciones para medir el potencial solar en el sitio, se ocuparon datos meteorológicos de Mexicali, esto ayudará a obtener el potencial de energía y calcular el área necesaria, así como el número de colectores que se necesitan. En la segunda parte evaluaremos los resultados obtenidos en la planta geotérmica aportándole la energía térmica solar.

2.1.- Potencial solar del sitio

En el capítulo 1.4.1 se mencionó la ubicación de la planta geotérmica Cerro Prieto la cual retomaremos en este capítulo para obtener el potencial solar del sitio.

Haciendo un resumen el campo geotérmico Cerro Prieto se localiza al norte del estado de Baja California en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, Baja California, entre los meridianos 115°12' y 115°18' longitud oeste y los paralelos 32°22' y 32°26' de latitud norte, destacando como rasgo geográfico el volcán de Cerro Prieto, que alcanza una elevación de 260 m.s.n.m.

2.1.1.- Evaluación de recursos

Descripción de la radiación normal directa horaria

La radiación solar global que llega a la superficie terrestre puede descomponerse en la suma de radiaciones cuyas características físicas son diferentes. Se suele encontrar la Ecuación 1 para describir de manera esquematizada esta radiación global como:

$$\text{Radiación Global} = \text{Rad. difusa} + \text{Rad. directa} + \text{Rad. reflejada} \text{ (} W \cdot m^{-2} \text{)} \text{ Ecuación 1}$$

La radiación difusa aparece cuando los rayos solares entran en la atmosfera terrestre o cuando los rayos solares atraviesan nubes. La radiación directa es la parte de los rayos del sol que tienen un sentido privilegiado. Los rayos de la radiación difusa no tienen ningún sentido privilegiado.

Los sistemas solares a concentración solamente pueden aprovechar la parte directa de la radiación solar. Por eso, se usa la radiación directa como base de datos para evaluar la producción eléctrica de este tipo de plantas.

Para facilitar los cálculos, se toma en cuenta la componente normal de la radiación directa. Esta radiación se encuentra más a menudo en la bibliografía con el nombre Ingles *Direct Normal Incident (DNI)*. En caso de ausencia de nubes, es posible encontrar fórmulas que calculan la radiación normal directa en cada punto de la Tierra, a un momento dado. Sin embargo éste es un caso ideal. Existe una cobertura de nubes que hace que la radiación normal directa sea

difícil de evaluar en promedio sobre los periodos de tiempo usados por los cálculos de producción de una planta solar a concentración.

Para obtener evaluaciones correctas de producción de una planta solar por concentración en un año, el funcionamiento de la planta debe ser calculado cada hora del año. Eso permite tomar en cuenta los diferentes regímenes de funcionamiento de la planta con sus eficiencias asociadas. Por ello, se usa promedios horarios de radiación solar normal directa. Se entrega en los modelos una curva de radiación normal directa horaria característica de cada mes. En la siguiente figura, se encuentra dos ejemplos de este tipo de dato.

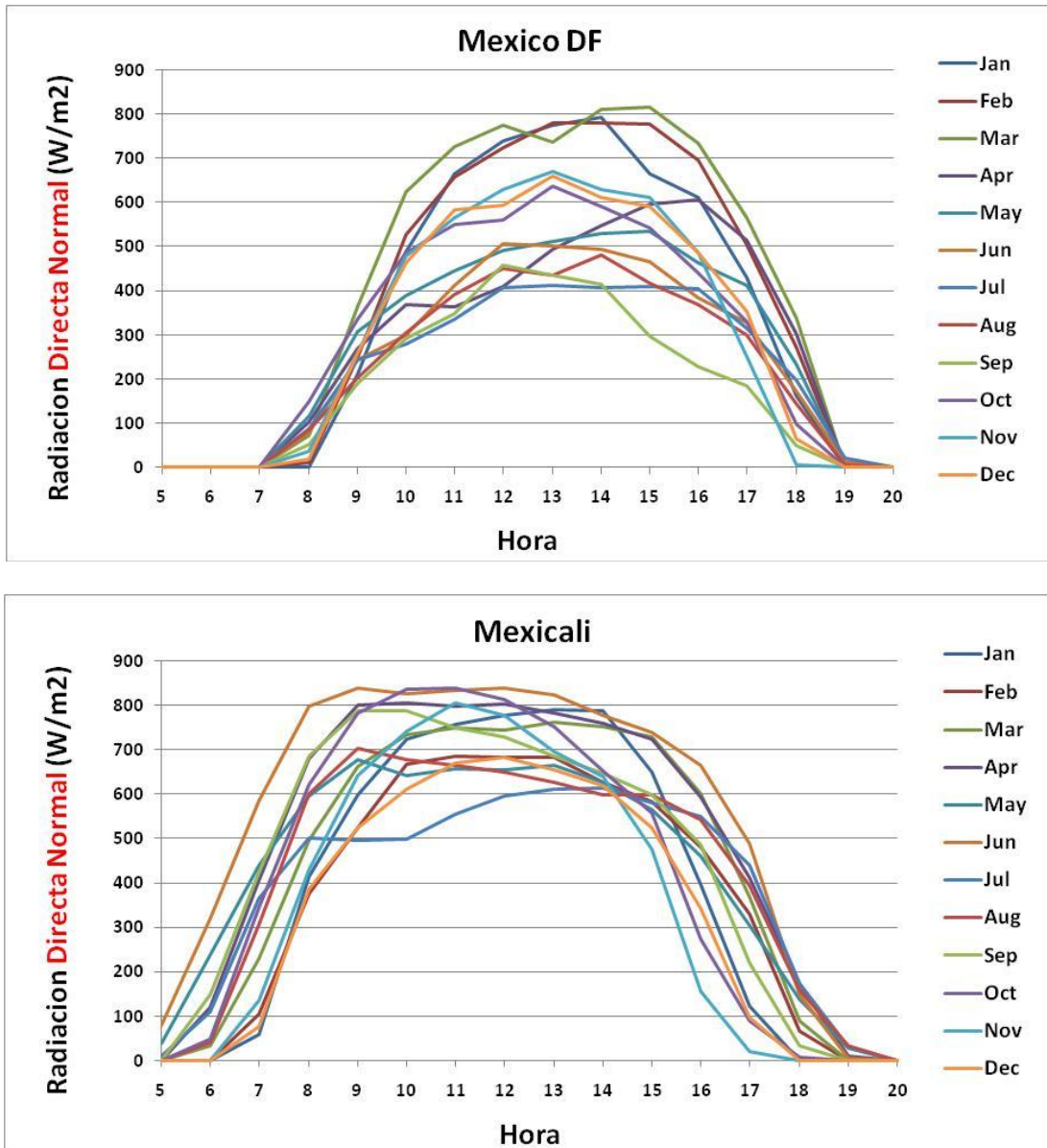


Figura 2.1.- Ejemplos de datos de Radiaciones Normales Directas Horarias en México D.F. y Mexicali⁷⁴

⁷⁴ Datos obtenidos de <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

En resumen, la radiación normal directa horaria es:

- 1) La parte directa de la radiación global
- 2) La radiación directa que impacta una área perpendicular a la dirección de sus rayos
- 3) Un promedio de la valor de 1) y 2) sobre una duración de 1 hora (se hace usualmente un promedio a lo largo de 1 hora sobre todos los días del mes considerado).

En seguida se dan métodos que permiten evaluar estos promedios horarios.

2.1.2.- Obtención de la radiación normal directa

Para evaluar la viabilidad de un proyecto solar a concentración, se necesita disponer de la *DNI* media cada hora durante un año. Se puede obtener la *DNI* de las maneras siguientes.

Por medición:

A partir de algunos MW de potencia, todos los proyectos solares a concentración suelen necesitar un año de medición de la *DNI* sobre el lugar de interés antes de su implementación. El intervalo de tiempo para la toma de mediciones debe ser el más pequeño posible. El rango [1 – 5] minutos puede ser considerado como suficiente para deducir medias horarias que se usaran para el cálculo de producción de planta. Sin embargo, existen métodos para aproximar la *DNI* disponiendo de promedios de radiación global y difusa, horaria o diaria. El Centro de Investigación en Energía (CIE) de la UNAM se dio a la tarea de medir la insolación que existe en México, en la siguiente figura se muestra el mapa de México con la irradiación global promedio.

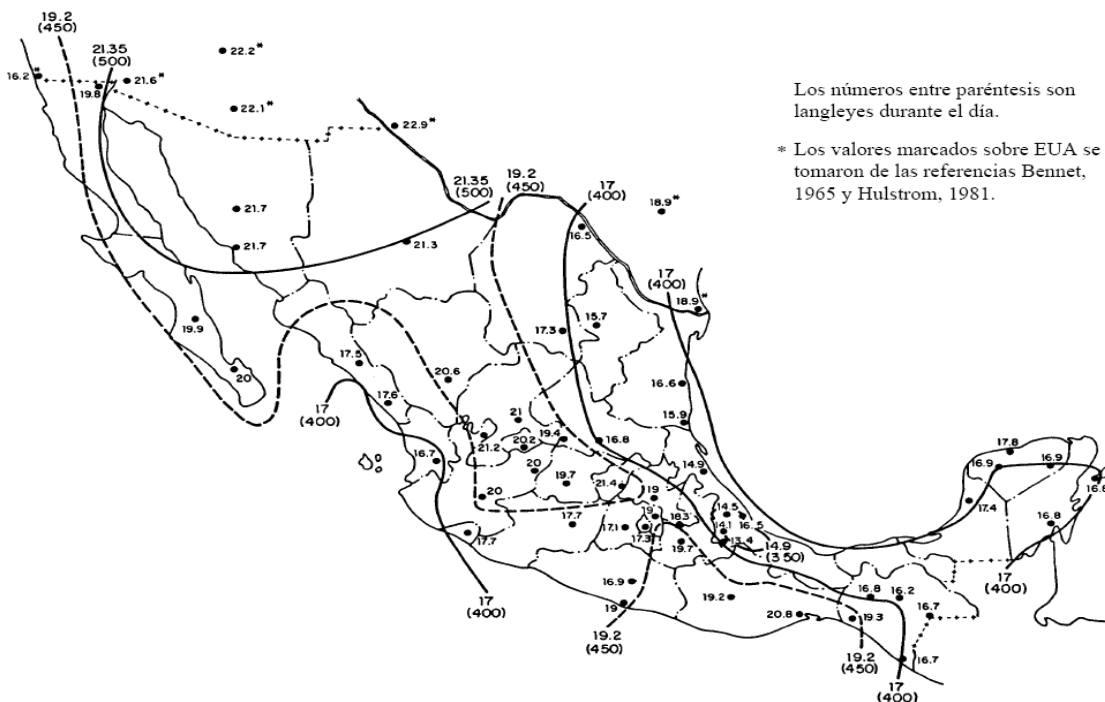


Figura 2.2.- Promedio de irradiación global diaria en $[MJ/m^2]$ ⁷⁵

⁷⁵ Ingeniería de la energía solar II Almanza, Instituto de Ingeniería UNAM

Usando datos de la bibliografía:

Hay varias entidades que se dedican a medir DNI y lo ofrecen al público, aunque por supuesto solo toman datos de los lugares de su conveniencia, a continuación se mencionan algunas de estos recursos.

La página a continuación ofrece datos de mediciones horarios de DNI. Sin embargo, contiene pocas localizaciones medidas en México.

http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm

La página a continuación ofrece datos de DNI para todo el mundo. Sin embargo, solo da datos de promedios mensuales. Se podrá usar estas medias mensuales para recortar otros datos. (De esta página se tomarán los datos a proponer para evaluar el recurso energético solar)

<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

La página a continuación ofrece datos de radiación teórica sin nubes (“Clear Sky Irradiance”) y de radiación difusa por Europa y África. Para cada mes, este sitio proporciona los datos horarios de un día típico. Se podría investigar cómo calcular una aproximación de la DNI horarias mediante estos datos.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Caracterización de la cobertura de nubes

En el caso de un modelo de planta solar a lo cual se quiere añadir un sistema de almacenamiento de calor, es necesario conocer un valor que caracteriza la cobertura de nubes, además de tener la radiación normal directa horaria. Se toma como valor característico el tiempo promedio durante el cual hay nubes en el día. Se considera que el almacenamiento de calor debe ser capaz de proporcionar suficiente energía para hacer funcionar la planta durante ese tiempo medio de nubes. La evaluación de este tiempo se hace usando la fórmula de Harry Suehrcke⁷⁶, ver la Ecuación 2.

$$f_{clear} = \left(\frac{\bar{H}}{\bar{H}_{clear}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde;

f_{clear} = Fracción de tiempo de cielo claro

\bar{H} = Radiación global horizontal diaria $\left[\frac{Wh}{m^2 \cdot dia} \right]$

\bar{H}_{clear} = Radiación horizontal diaria sin nubes

Los valores de \bar{H}_{clear} y \bar{H} para los siguientes cálculos en este trabajo se tomarán los del siguiente sitio: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

Se considera que el tiempo medio de nubes por cada mes se obtiene con la Ecuación 3:

$$t_{mn} = f_{clear} \cdot \Delta t + 1.3 \quad \text{(Horas) Ecuación 3.}$$

Donde;

⁷⁶ Angström's equation revisited – Harry Suehrcke – Solar Thermal Research Lab

Δt = duración entre el amanecer y la puesta del sol (Horas)

Se añade un término contante 1.3 para considerar un caso extremo de nubes.

Construcción de un perfil diario “real” de radiación normal directa

Es difícil encontrar datos de *DNI* por cada hora de un año dado en cada lugar de la Tierra, sin embargo se puede encontrar bases de datos con promedios que dan el perfil de radiación normal directa para un día típico de cada mes (cap. 2.1.1). La radiación obtenida por un mes y una hora dada, es el promedio de las radiaciones de todos los días de este mes a esta misma hora. Por eso, no aparecen las caídas de radiaciones debidas a las nubes en estos perfiles. Para representar estas variaciones y entregar un perfil de radiación normal directa más cercano a la realidad en las simulaciones, se evalúa un perfil “real”, basándose sobre los valores de t_{mn} y sobre el valor de energía total en el día típico proporcionada por la radiación normal directa. Un perfil “real” se realiza de la siguiente manera:

Se toma un perfil promedio de un día típico (Figura 2.1).

Este perfil tiene un tiempo de nubes t_{mn} . Por eso se introduce t_{mn} horas de nubes sobre el perfil considerado. Una hora de nube se introduce poniendo un valor de radiación normal directa

de $120 \frac{W}{m^2}$ en lugar de la radiación original del perfil a esta hora. En este estudio, se elige las horas a cambiar de manera aleatoria.

Una vez introducidas las horas de nubes en el perfil, se multiplican los valores de radiación normal directa sin nubes por un factor “m” que permite que el total de la energía del perfil inicial (sin nubes) y del perfil con nubes sean igual.

En la siguiente figura se da un ejemplo de realización de un perfil de *DNI* horaria “real”.

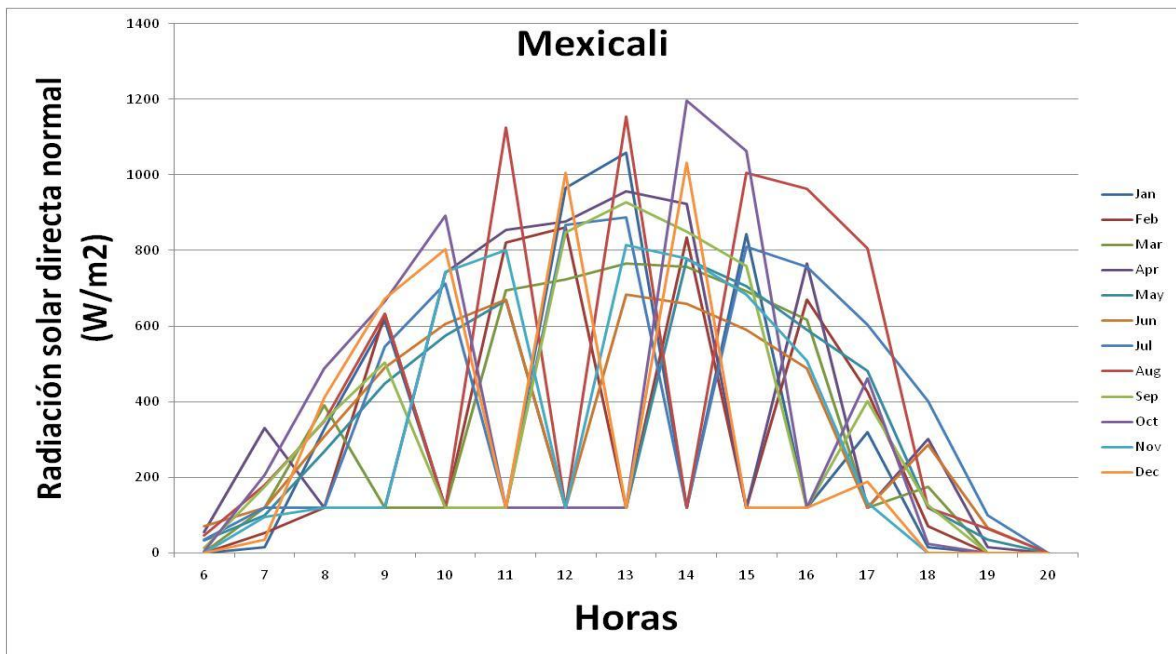


Figura 2.3.- Construcción de un perfil “real” de Radiación Solar Directa Normal Horaria en Mexicali

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
$f_{clear} = (H/H_{clear})^2$	0.73	0.69	0.76	0.82	0.86	0.86	0.83	0.80	0.83	0.81	0.80	0.73
Horas de sol	10.00	10.00	12.00	13.00	15.00	15.00	15.00	15.00	13.00	12.00	10.00	10.00
Horas de nubes	2.71	3.12	2.85	2.30	2.13	2.05	2.59	2.94	2.16	2.24	1.97	2.69
Valor conservativa	4.01	4.42	4.15	3.60	3.43	3.35	3.89	4.24	3.46	3.54	3.27	3.99

Tabla 2.1.- Datos para el cálculo del perfil "real" de Radiación Directa Normal Horaria

2.1.3.- El ángulo de incidencia sobre un colector cilindro-parabólico

Definición del ángulo de incidencia

La energía solar incidente en un área depende de la posición del sol con respecto a esa área. Por lo tanto, esta energía depende también de la orientación en el espacio de esta área. Estas dos configuraciones (del sol y del área incidente) pueden caracterizarse mediante el uso de un solo parámetro, el ángulo de incidencia θ_i . La Figura 2.4 da una representación de este ángulo en el espacio.

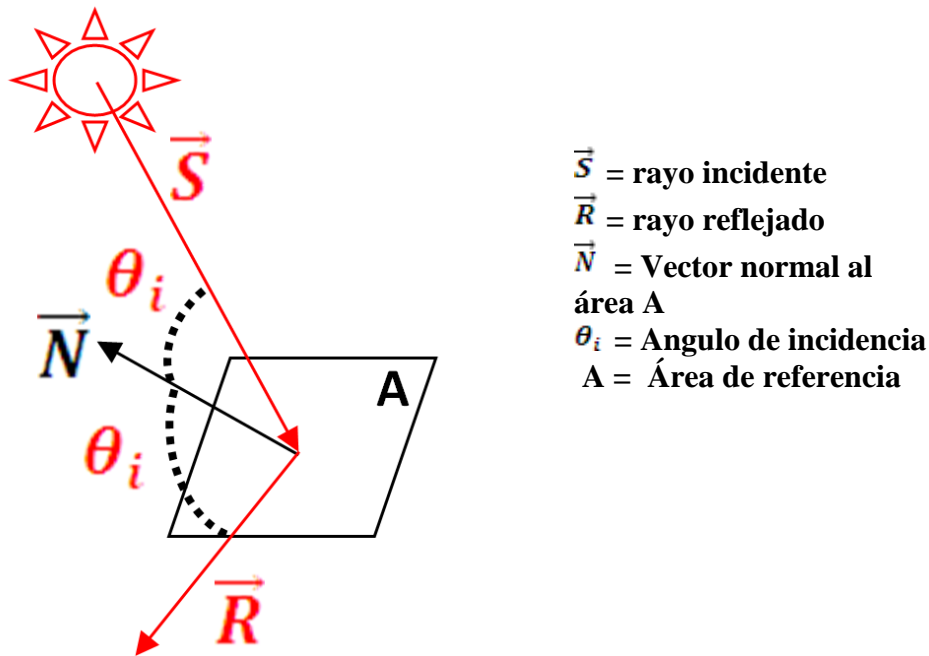
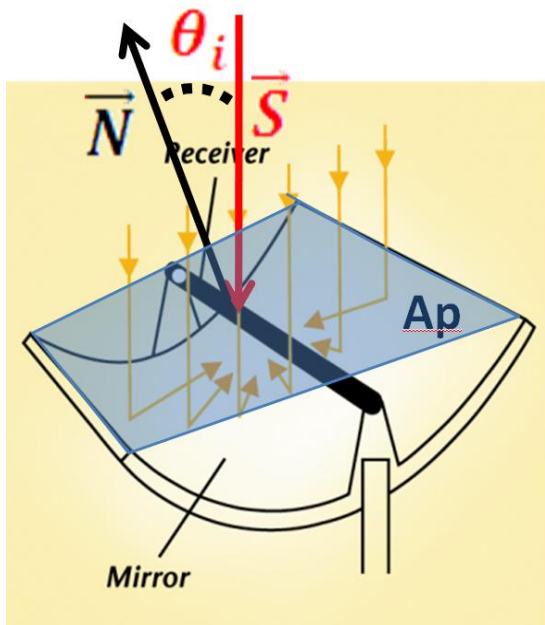


Figura 2.4.- Ángulo de incidencia con una área plana A

En el caso de un colector de tipo cilindro-parabólico, el área de referencia A esta constituida por el área de apertura del colector. La Figura 2.5 presenta esta configuración.



\vec{S} = rayo incidente
 \vec{N} = Vector normal al área A
 θ_i = Angulo de incidencia
 A_p = Área de referencia (área de apertura del colector)

Figura 2.5.- Angulo de incidencia con colector tipo cilindro-parabólico

En el caso general, el ángulo de incidencia puede estar calculado con la Ecuación 4.

$$\cos(\theta_i) = \vec{N} \cdot \vec{S} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Este ángulo es muy importante porque de él depende la energía total incidente en un colector solar a concentración según la Ecuación 5.

$$E_{\text{entrada}} = DNI \cdot \cos(\theta_i) \quad (W \cdot m^{-2}) \quad \text{Ecuación 5.}$$

La energía de entrada aumenta cuando el ángulo de incidencia disminuye. El ángulo de incidencia θ_i puede variar de 0 a 70°, y entonces, el $\cos(\theta_i)$ puede estar contenido en el intervalo [0.5 ; 1]. Eso muestra que este ángulo de incidencia es muy importante para evaluar la energía incidente en un colector solar a concentración. Este ángulo depende de:

- ✓ Hora del día
- ✓ Día del año
- ✓ Latitud a la cual se ubica el sistema
- ✓ Orientación acimutal del sistema
- ✓ Inclinación del sistema
- ✓ El tipo de seguimiento

Cálculo del ángulo de incidencia por un seguimiento a un eje horizontal

Es el caso de la mayor parte de los sistemas de tipo cilindro-parabólicos. El ángulo de incidencia se obtiene mediante las siguientes ecuaciones⁷⁷:

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12) \quad (\text{Grados}) \quad \text{Ecuación 6.}$$

⁷⁷ <http://www.powerfromthesun.net/book.htm>

$$\sin \delta = 0.39795 \cdot \cos[0.98563 \cdot (N - 173)] \quad \text{Ecuación 7.}$$

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos[\varphi]) \quad (\text{Grados}) \quad \text{Ecuación 8.}$$

$$A' = \sin^{-1}\left(\frac{-\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \alpha}\right) \quad (\text{Grados}) \quad \text{Ecuación 9.}$$

$$\text{si : } \cos \omega \geq \left(\frac{\tan \delta}{\tan \varphi}\right), \text{ entonces } A = 180^\circ - A' \quad \text{Ecuación 10.}$$

$$\text{si : } \cos \omega < \left(\frac{\tan \delta}{\tan \varphi}\right), \text{ entonces } A = 360^\circ + A' \quad \text{Ecuación 11.}$$

$$\cos(\theta_i) = \sqrt{1 - \cos^2(\alpha) \cdot \cos^2(A - \gamma)} \quad \text{Ecuación 12.}$$

Donde:

- t_s : tiempo solar
- ω : Angulo horario
- N : Numero del dia del año
- α : Altura solar
- A : Solar Azimut
- δ : Angulo de declinacion Tierra – Sol
- γ : Orientacion azimutal del colector
- φ : Latitud

En la Figura 2.6 se ve la representación espacial de estos ángulos.

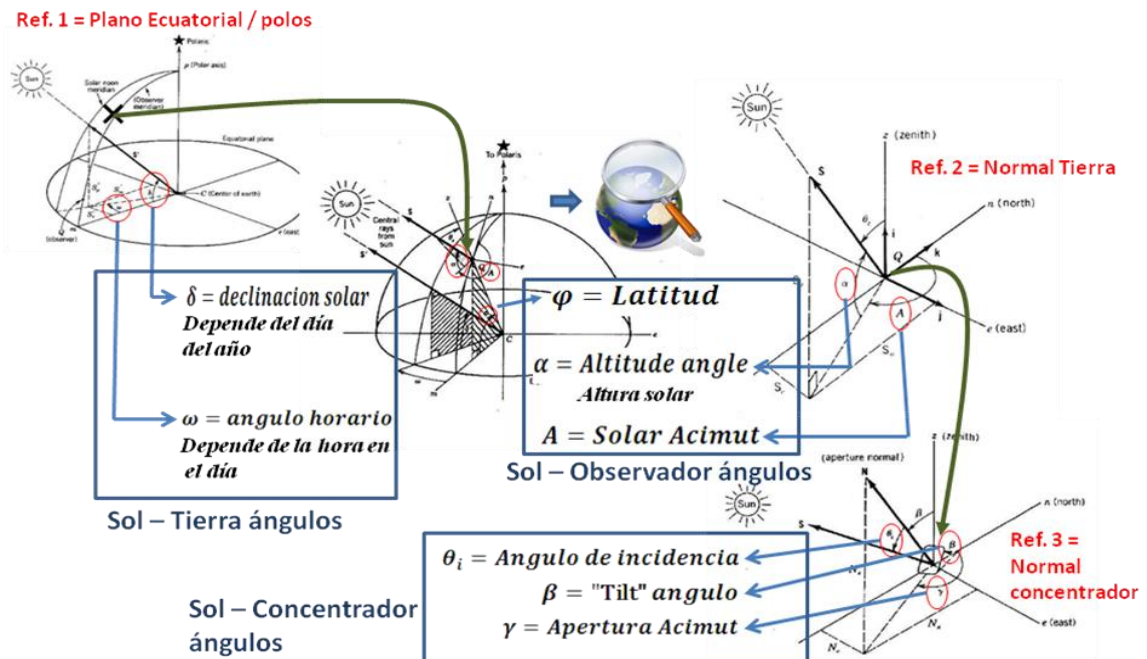


Figura 2.6.- Configuración de los ángulos usados para el cálculo de la incidencia solar sobre un colector de tipo cilindro-parabólico

La Figura 2.7 da un ejemplo de una evolución del ángulo de incidencia a lo largo del día y del año por una latitud y una orientación acimutal del sistema dado.

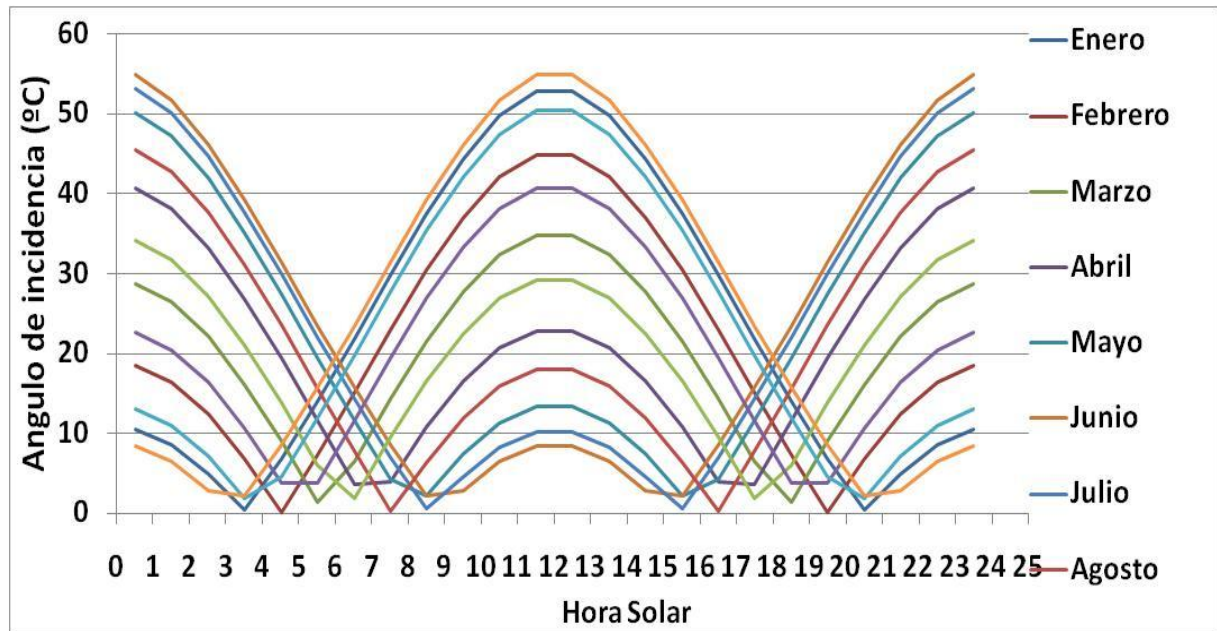


Figura 2.7.- Evolución del ángulo de incidencia a la latitud de Mexicali (Latitud = 32°, Acimut = 0°) sobre un sistema de tipo cilindro-parabólico

Notas:

- ✓ Se recuerda que cuando aumenta el ángulo de incidencia disminuye la energía que entra en el colector.
- ✓ Cuando se maneja tales valores de ángulos se debe tener cuidado al referencial temporal en lo cual se calcula. Hay que diferenciar tiempo legal y tiempo solar.
- ✓ En caso que el sistema tiene dos ejes de seguimientos (horizontal y vertical) se aplica por cada hora del día y cada latitud la Ecuación 13:

$$E_{entrada} = DNI \text{ (} W \cdot m^{-2} \text{)} \quad \text{Ecuación 13.}$$

Esta sección muestra que para evaluar la producción de una planta solar tipo cilindro-parabólico se debe calcular el ángulo de incidencia a cada hora a lo largo del año en el lugar donde se ubica la planta. El cálculo de estos ángulos está integrado en el programa de evaluación de la generación de energía térmica solar que se presentara en el siguiente capítulo.

Ahora se presenta la manera de calcular un otro parámetro de importancia para evaluar esta producción: la eficiencia global de la planta cilindro-parabólica.

Aproximación rápida de la eficiencia de un colector solar cilindro-parabólico

La eficiencia global de una planta solar de tipo cilindro-parabólica puede obtenerse con la Ecuación 14:

$$\eta_{Global} = \eta_{Opt}(\theta_i = 0^\circ) \cdot K(\theta_i) \cdot \eta_T(E_{entrada}, T_s, T_m) \cdot \eta_{Otros} \quad \text{Ecuación 14.}$$

Donde:

$\eta_{Opt}(\theta_i = 0^\circ)$: Eficiencia óptica del colector a incidencia nula

$K(\theta_i)$: Factor de corrección de la eficiencia óptica

$\eta_T(E_{entrada}, T_s, T_m)$: Eficiencia térmica del colector

$\eta_{Opt}(\theta_i = 0^\circ)$ se calcula con la Ecuación 15:

$$\eta_{Opt}(\theta_i = 0^\circ) = \varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2 \cdot \varepsilon_3 \cdot \varepsilon_4 \cdot \varepsilon_5 \cdot \varepsilon_6 \cdot \rho_l \quad \text{Ecuación 15.}$$

Los valores ε_i describen las pérdidas debidas a:

ε_1 : Sombras de los colectores entre ellos

ε_2 : Errores de seguimiento

ε_3 : Imperfección de focalización de los rayos en la línea focal

ε_4 : Polvo sobre el espejo

ε_5 : Polvo sobre el vidrio del colector de calor

ε_6 : Otras pérdidas ópticas

ρ_l : Reflexividad del espejo perfectamente limpio

Cada una de estos valores está incluida en el rango [0.93 ; 0.99] y pueden cambiar de un constructor de colector solar a otro.

$K(\theta_i)$ es un factor sin dimensión que sirve a introducir la influencia del ángulo de incidencia sobre la eficiencia óptica. Se calcula con la Ecuación 16:

$$K(\theta_i) = \cos(\theta_i) + 0.000884 \cdot \theta_i - 0.00005369 \cdot \theta_i^2 \quad \text{Ecuación 16.}$$

La Ecuación 17 da una evaluación del valor de η_T por medio del cálculo de las pérdidas térmicas $Q_{perdida}$.⁷⁸

$$Q_{perdida} = U \cdot \pi \cdot L \cdot D \cdot (T_{abs} - T_{amb}) \quad (W \cdot m^{-2} \cdot ^\circ C^{-1}) \quad \text{Ecuación 17.}$$

Donde;

D = Diámetro exterior tubo absorbente (m)

L = Longitud del tubo (m)

Tamb = temperatura ambiente (°C)

Tabs = Temperatura media del tubo absorbente (°C)

U = coeficiente global de pérdidas (W/m² · °C)

Se suele tomar un valor de U de 4 [W/m² · °C] para temperaturas alrededor de 350°C, este coeficiente varía con la temperatura en los colectores. Como la temperatura en los colectores también varía, fue realizado un modelo más avanzado para calcular la eficiencia del colector. El modelo descrito en esta sección todavía puede ser usado para realizar una evaluación rápida de la energía térmica proporcionada por un colector.

⁷⁸ "Aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura – Sistemas termosolares de concentración"
Manuel Silva Pérez Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos

Evaluación avanzada de la eficiencia de un colector solar cilindro-parabólico

El **ANEXO 1** esquematiza el modelo de R.Forristall⁷⁹ que fue desarrollado para el presente estudio en Excel VBA y su REF-PROP Add-in para calcular a detalle todos los intercambios de calor dentro del colector contrariamente al modelo del capítulo precedente que hace una evaluación básica de las perdidas térmicas. Este último modelo realiza el cálculo del aumento de temperatura en un colector solar de tipo cilindro-parabólico por incremento de longitud ΔL . Las eficiencias ópticas se obtienen de la misma forma que por el modelo básico, solo cambia la manera de obtener la eficiencia térmica. El cálculo se realiza mediante la información de los siguientes parámetros:

- ✓ Radiación solar normal directa
- ✓ Angulo de incidencia
- ✓ Todas las eficiencias ópticas
- ✓ Temperatura de entrada en colector
- ✓ Gasto másico en el tubo absorbedor
- ✓ Incremento de longitud ΔL
- ✓ Longitud del colector
- ✓ Apertura del colector
- ✓ Diámetros de tubos absorbedor y de vidrio
- ✓ Tipo de fluido de trabajo
- ✓ Temperatura ambiente

2.1.4.- Modelo para evaluar la energía térmica solar entregada por los colectores solares cilindro-parabólicos

En los siguientes capítulos evaluaremos el sistema termodinámico de la planta, con sus diferentes configuraciones, para lo cual se necesita definir la energía térmica que se inyectara con los colectores solares, el área y número de colectores y la información mencionada en los capítulos anteriores para evaluar la eficiencia del colector. Para ello se elaboró un modelo con el programa Excel y su REF-RPOP Add-in el cual nos arroja los resultados requeridos.

Definiremos los parámetros dados en el modelo;

Parámetros geográficos

No. Lugares conocidos	
-----------------------	--

1	Mexico
2	San Diego
3	Acapulco
4	Veracruz
5	Cerro Prieto
6	El Paso

No. del lugar de planta	5	
Latitud de la planta	32	43
Longitud de la planta	117	0 Este
Time Zone (GMT +/- ?)	-	8
Fechas Daylight Saving Time (DST)	0	0
Presion Atm.	0.101217	Mpa
Altura	260	m
Orientacion de la planta	0	(0 = Norte - Sur, 90 = Este - Oueste)

Tabla 2.2.- Parámetros geográficos de Cerro Prieto Baja California.

Esta es la hoja de parámetros geográficos que nos aparece en el modelo elaborado para analizar el recurso solar.

⁷⁹ "Heat Transfert Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver" – R.Forristall – National Renewable Energy Laboratory

Recurso Solar

Los siguientes datos son el promedio de 10 años y son los que se ocuparan para el cálculo del potencial solar⁸⁰.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
0:01- 1:00	0	0	0	0	0	0
1:01- 2:00	0	0	0	0	0	0
2:01- 3:00	0	0	0	0	0	0
3:01- 4:00	0	0	0	0	0	0
4:01- 5:00	0	0	0	0	0	39
5:01- 6:00	0	0	34	120	237	321
6:01- 7:00	58	105	231	407	440	587
7:01- 8:00	414	376	497	680	596	798
8:01- 9:00	600	526	662	800	677	840
9:01-10:00	725	668	734	806	640	827
10:01-11:00	759	687	749	799	657	836
11:01-12:00	779	684	744	803	654	839
12:01-13:00	792	685	762	783	663	824
13:01-14:00	790	628	751	759	626	778
14:01-15:00	650	585	729	723	564	739
15:01-16:00	398	481	601	593	460	667
16:01-17:00	124	331	368	412	304	488
17:01-18:00	1	67	89	171	138	149
18:01-19:00	0	0	0	10	27	5
19:01-20:00	0	0	0	0	0	0
20:01-21:00	0	0	0	0	0	0
21:01-22:00	0	0	0	0	0	0
22:01-23:00	0	0	0	0	0	0
23:01-24:00	0	0	0	0	0	0
Max Hour**	13	11	13	10	9	9
Min Hour	1	1	1	1	1	1

Tabla 2.3.- Radiación normal directa tomada por hora en un año promedio de Cerro Prieto Baja California. (Enero-Junio)

	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0:01- 1:00	0	0	0	0	0	0
1:01- 2:00	0	0	0	0	0	0
2:01- 3:00	0	0	0	0	0	0
3:01- 4:00	0	0	0	0	0	0
4:01- 5:00	11	0	0	0	0	0
5:01- 6:00	109	42	149	48	0	0
6:01- 7:00	366	308	424	346	137	78
7:01- 8:00	501	602	686	622	430	386
8:01- 9:00	496	704	789	783	642	525
9:01-10:00	500	679	789	836	744	613
10:01-11:00	555	666	750	839	807	671
11:01-12:00	597	649	729	814	778	684
12:01-13:00	611	627	686	752	697	656
13:01-14:00	614	599	648	651	641	619
14:01-15:00	580	600	600	558	477	525
15:01-16:00	550	543	486	274	156	343
16:01-17:00	440	395	221	90	20	98
17:01-18:00	175	158	34	8	0	0
18:01-19:00	31	34	0	0	0	0
19:01-20:00	0	0	0	0	0	0
20:01-21:00	0	0	0	0	0	0
21:01-22:00	0	0	0	0	0	0
22:01-23:00	0	0	0	0	0	0
23:01-24:00	0	0	0	0	0	0
Max Hour**	14	9	10	11	11	12
Min Hour	1	1	1	1	1	1

Tabla 2.4.- Radiación normal directa tomada por hora en un año promedio de Cerro Prieto Baja California. (Julio-Diciembre)

⁸⁰ Datos obtenidos de <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

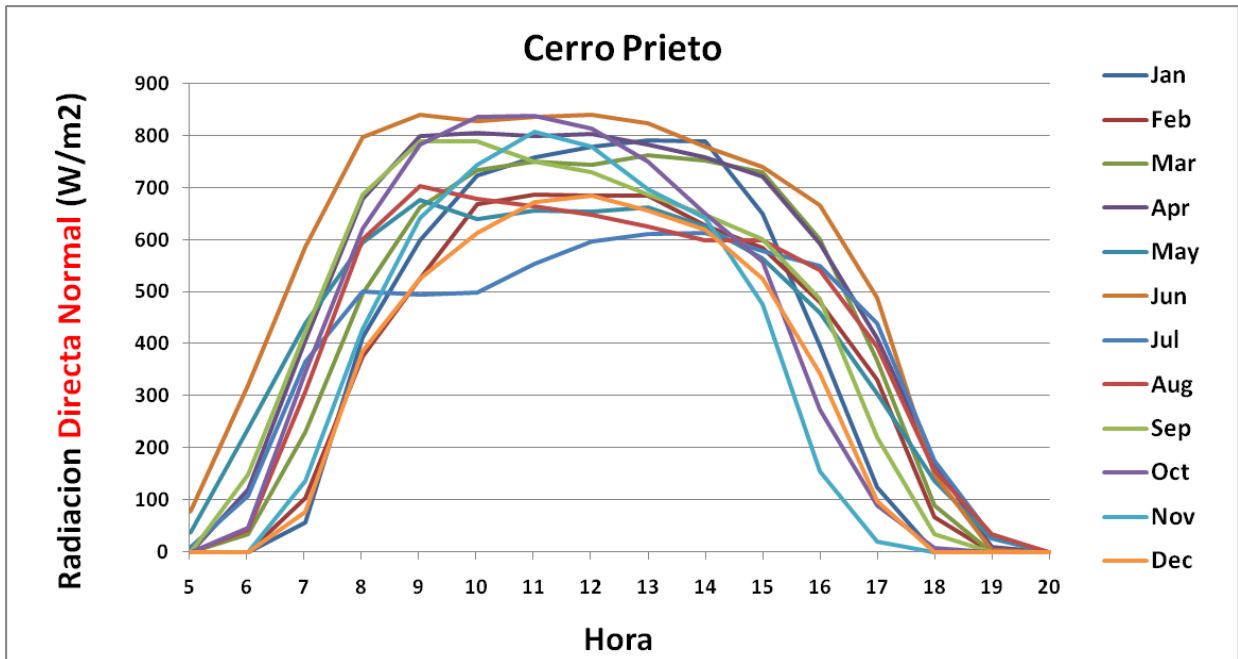


Figura 2.8.- Grafica de la Radiación normal directa tomada por hora en un año promedio en Cerro Prieto Baja California.

Con esto obtenemos el potencial solar entrando al campo ocupando la ecuación 5.

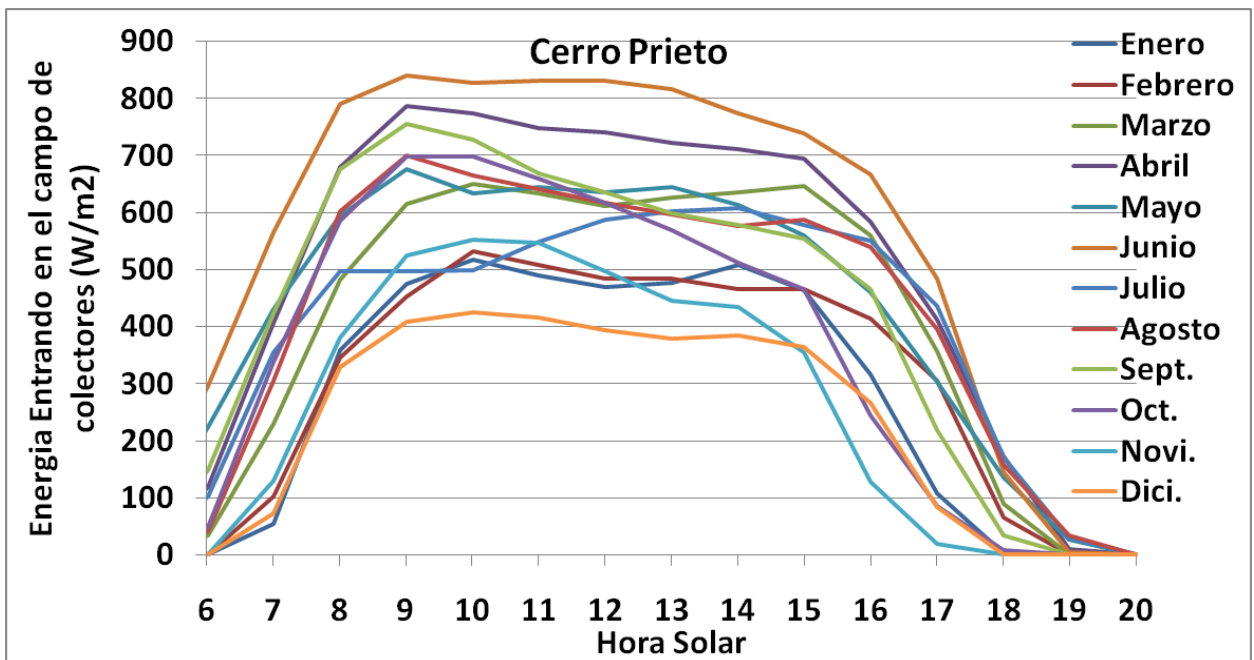


Figura 2.9.- Potencial solar entrando en el campo de colectores solares.

Todas las gráficas y los cálculos de los ángulos solares a lo largo del año, la nubosidad y los parámetros requeridos para obtener la potencia real del campo solar se incluyen en el **ANEXO 2**.

Definición de parámetros para evaluar el campo solar

Se empieza por encontrar el perfil “real” de radiación solar directa para cada mes (como se presente anteriormente). Este perfil es presentado en la figura siguiente.

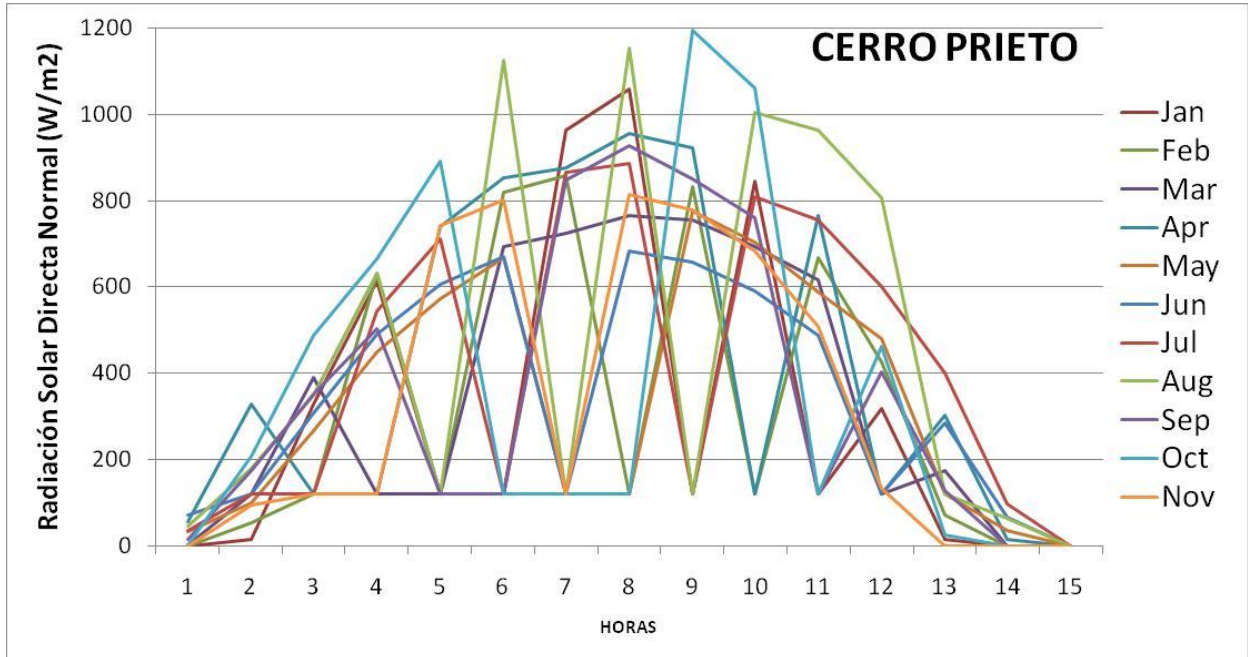


Figura 2.10.- Construcción de un perfil “real” de Radiación Solar Directa Normal Horaria en Mexicali

Parámetros de los colectores cilindro parabólicos

Apertura colector	5	m ²
Longitud unitaria colector	7.8	m
Numero de colectores	1081	
Longitud total colectores	8431.8	m
Numero de linea(s)	15	
Longitud de cada linea de colectores	562.12	m
Diametros tubos colectores	D1	0.08598 m
	D2	0.09208 m
	D3	0.12200 m
	D4	0.13020 m
Fluido en colectores	Terminol VP1	
Gasto masico en cada linea colectores*	4.5	kg/s
Presion en tubo**	0.4	Mpa
Presion en vidrio	0.01	Mpa

Coef. Eficiencia optica	
Shadowing effect	0.974
Tracking error	0.994
Geom Error	0.98
Unaccounted	0.96
Clean Mirror Reflectance	0.935
Vidrio absor.	0.02
Transmit. Glass	0.965
Ef. Absorber	0.955

* Gasto masico total en colectores = numero de line

** Cuidado a tener un liquido saturado

Los datos sombreados son datos aproximados después de las iteraciones que realiza el programa nos arroja los valores exactos, lo cuales se pueden ver en los resultados.

Estos son los datos que ocuparemos en el cálculo solar:

Gasto másico en colectores: 45 kg/s

Temperatura de entrada: 203 °C

Temperatura de salida: 330 °C

Presión en colectores: 4 bar

Aceite: Terminol VP1

Carga térmica aproximada bruta; 13000 kW_{térmicos}

Todos los cálculos; datos climáticos, geometría del colector, etc. Se pueden observar en el **ANEXO 3**.

Resultados:

Flujo de Calor total	13, 258.84	KW _{térmicos}
Longitud Total	8431.80	m
Temp Inicial	203	°C
Temp salida	330.0042305	°C
Q_{útil}	12, 813.17	kW
Q_{sol}	22, 795.25	kW
η_{global} (eficiencia)	0.56209865	
U (índice global)	4.13	
Numero Colectores	1, 081	
Entalpia de entrada	767.9	KJ/Kg
Entalpia de salida	1, 092.4	KJ/Kg

Tabla 2.5.- Resultados arrojados por el modelo utilizado para el potencial solar obtenido en Cerro Prieto por los colectores cilindro parabólico

Con esta energía térmica obtenida por los colectores se realizarán las evaluaciones para determinar en qué configuración de la planta geotérmica se tienen mejores resultados.

2.2.- Situación base de la planta geotérmica sin inyección de energía solar

La planta geotérmica que se analizará tiene las siguientes características.

Se elaboró un cálculo en Excel con las características de una planta geotérmica como las instaladas en el campo geotérmico de Cerro Prieto I, en la parte inferior se muestra el esquema de la planta y los puntos relacionados con la tabla.

Estos datos son lo que se tomaran de base para determinar cuál de las dos propuestas es más factible técnicamente, de acuerdo a los parámetros como; eficiencia, potencia, heat rate y otras consideraciones de operación y mantenimiento.

DATOS	Fluido			Potencia bruta = 22.7918882 MW			
	1	2a	2b	3	4	5	6
T (°C)	180	170	170	51.6508125	51.6508125	21.1	35.5
P(Mpa)	1	0.792187007	0.79218701	0.0134	0.0134	0.11956	0.107604
h (kJ/kg)	2374.382706	2767.901762	719.083691	2145.51268	216.246008	88.6264472	148.815128
s (kJ/kg°K)	5.695086515	6.664961999	2.04165596	6.664962	0.72511642	0.31212808	0.51187052
x	0.8	1	0	0.81131277	0	0	0
m (kg/s)	45.775	36.62	9.155	36.62	36.62	4040	4040
p (kg/m3)	6.439182499	4.122192534	897.450966	0.11063612	987.241133	997.982066	993.863171
V (m3/kg)	0.155299217	0.242589348	0.00111427	9.03863913	0.00101292	0.00100202	0.00100617
m(ton/h)	164.79	131.832	32.958	131.832	131.832	14544	14544

Tabla 2.6.- Valores termodinámicos de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión⁸¹.

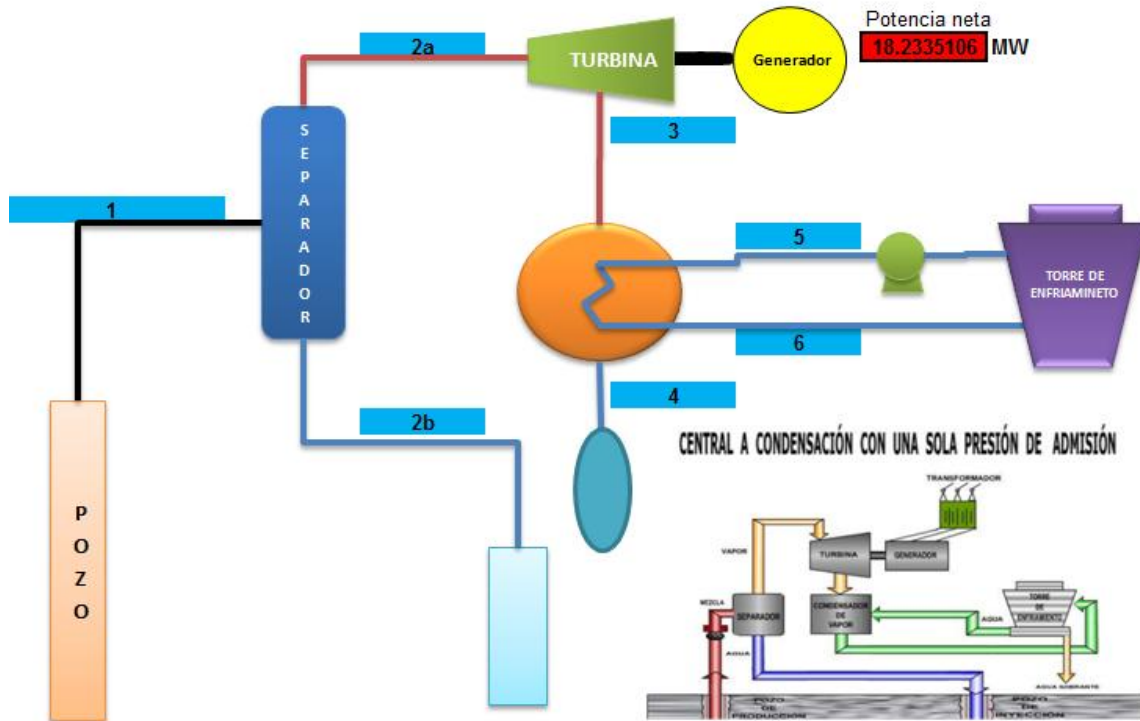


Figura 2.11.- Esquema de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión.

Para corroborar los cálculos realizados en Excel se elaboraron estos mismos en una herramienta del programa Thermoflow llamada Thermoflex, este programa es muy avanzado en su tipo y lo ocupan instancias oficiales como la CFE para simular variaciones o remodelaciones en sus plantas. En este trabajo se evaluarán las diferentes propuestas con el programa Thermoflex el cual también arroja un resumen de los parámetros más importantes, los cuales ayudarán a identificar la mejor propuesta técnica y con ello realizar su factibilidad económica posteriormente.

⁸¹ Energías Alternas. Ingeniería Civil 313 Mayo 1995. "Calor del subsuelo para generar electricidad" Gerardo Hiriart Luis C. Negrín

En la Figura 2.12 se muestra la simulación de la planta geotérmica a condensación en el programa Thermoflex dando los datos termodinámicos tomados de la misma fuente que el programa elaborado con Excel⁸².

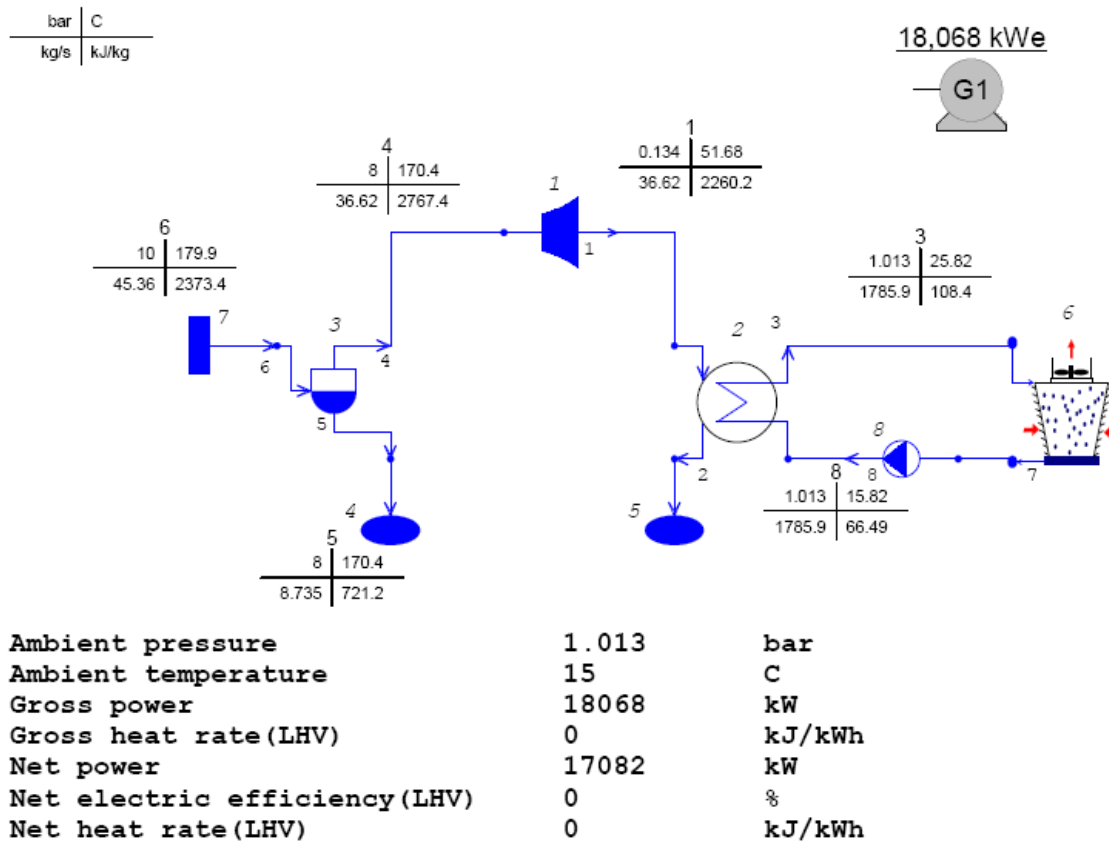


Figura 2.12.- Cálculos de la planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión con el programa Thermoflex.

Parámetros base		
Presión ambiente	1.013	bar
Temperatura ambiente	25	°C
Generación bruta	18, 068	KW
Generación neta	17, 082	KW
Eficiencia eléctrica neta	85	%

Tabla 2.7.- Tabla resumen de parámetros obtenidos de la planta geotérmica de 20 MW

Con estos datos a continuación se evalúan las dos propuestas de repotenciar la planta geotérmica. En los dos capítulos siguientes se muestran los resultados obtenidos al ingresar la energía térmica solar en la planta geotérmica, sin modificar sus características de diseño ni cambiando ningún equipo de esta misma.

⁸² Energías Alternas. Ingeniería Civil 313 Mayo 1995. "Calor del subsuelo para generar electricidad" Gerardo Hiriart Luis C. Negrín

2.3.- Incremento de masa de vapor a la salida del pozo inyectándole energía solar al agua geotérmica.

Una de las propuestas de este trabajo es aumentar la potencia de la planta geotérmica aumentando la masa de vapor en el separador, por medio de un intercambiador de calor el cual transferirá la energía otorgada por el sol al aceite térmico, al agua geotérmica.

A continuación se muestran los valores obtenidos del cálculo termodinámico, recordando que la energía suministrada se evaluó en la sección anterior y que es de 13, 258 KW térmicos.

DATOS	Fluido				Potencia bruta = 27.2295224 MW			
	0	1	2a	2b	3	4	5	6
T (°C)	180	180	170	170	51.6508125	51.6508125	21.1	35.5
P(Mpa)	1	1	0.79218701	0.79218701	0.0134	0.0134	0.11956	0.107604
h (kJ/kg)	2374.38271	2688.11222	2767.90176	719.083691	2145.51268	216.246008	88.6264472	148.815128
s (kJ/kg°K)	5.69508652	6.38741691	6.664962	2.04165596	6.664962	0.72511642	0.31212808	0.51187052
x	0.8	0.95576188	1	0	0.81131277	0	0	0
m (kg/s)	45.775	54.6875	43.75	10.9375	43.75	43.75	4040	4040
p (kg/m3)	6.4391825	5.39616389	4.12219253	897.450966	0.11063612	987.241133	997.982066	993.863171
V (m3/kg)	0.15529922	0.18531683	0.24258935	0.00111427	9.03863913	0.00101292	0.00100202	0.00100617
m(ton/h)	164.79	196.875	157.5	39.375	157.5	157.5	14544	14544

Tabla 2.8.- Valores termodinámicos de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.

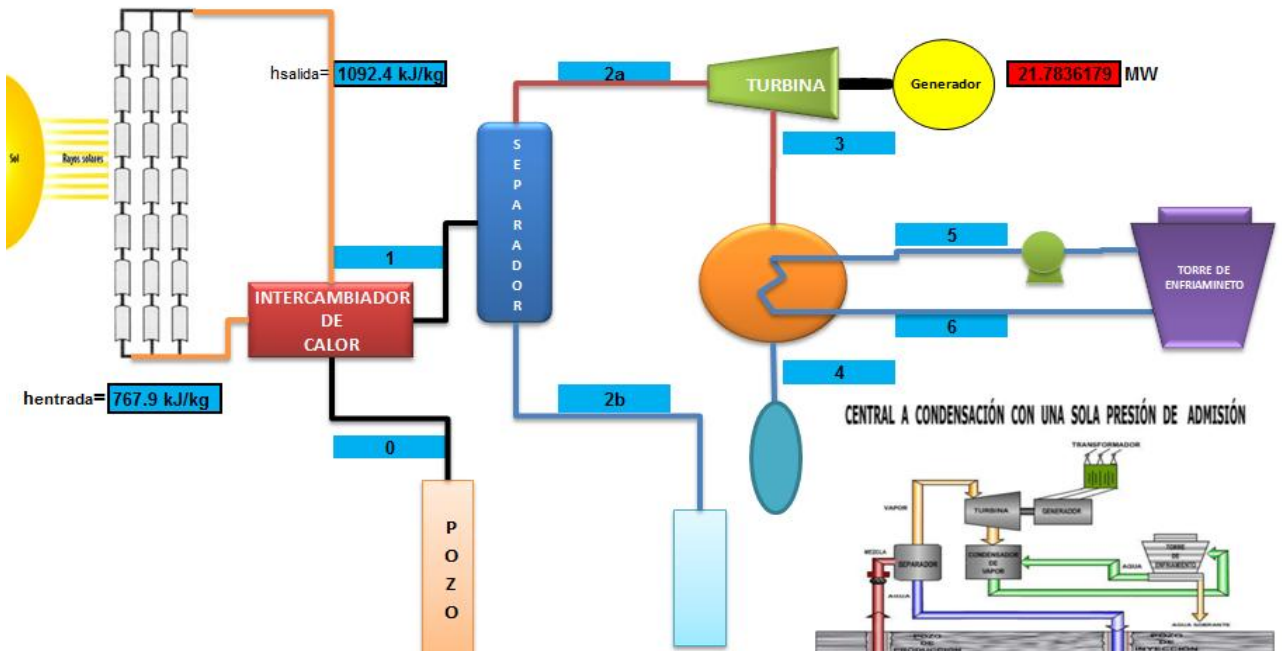
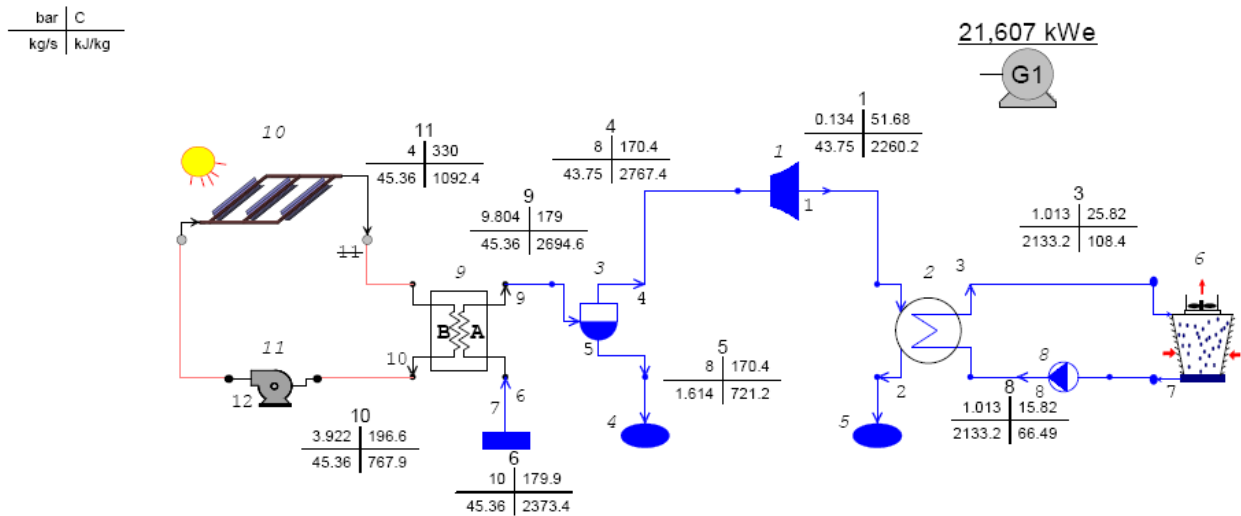


Figura 2.13.- Esquema de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la masa de vapor por medio de energía solar

En este esquema se ilustra el punto donde se inyecta la energía ganada por los colectores solares, cabe mencionar que en ningún momento el agua geotérmica pasa estos mismos evitando así mantenimiento excesivo debido a las características propias del agua geotérmica.

En la siguiente figura se muestra la propuesta de aumentar la masa de vapor en el programa Thermoflex el cual nos arroja resultados muy similares a los obtenidos en el programa de Excel.



Ambient pressure	1.013	bar
Ambient temperature	15	C
Gross power	21607	kW
Gross heat rate (LHV)	2451.6	kJ/kWh
Net power	20426	kW
Net electric efficiency (LHV)	138.8	%
Net heat rate (LHV)	2593.4	kJ/kWh

Figura 2.14.- Cálculos de la planta geotérmica modificada aumentando la masa de vapor por medio de energía solar en el programa Thermoflex .

Parámetros Propuesta 1		
Presión ambiente	1.013	bar
Temperatura ambiente	25	°C
Generación bruta	21,607	KW
Generación neta	20,426	KW
Eficiencia eléctrica neta	138.8	%

Tabla 2.9.- Tabla de parámetros principales de la planta geotérmica modificada aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.

En la tabla anterior se puede observar que la eficiencia está más arriba de 100%, esto es porque se le está añadiendo energía al agua geotérmica por medio de una fuente de energía renovable y aquí no se está evaluando la eficiencia particular del campo solar, se está evaluando la eficiencia global de la planta.

La potencia neta aumento en 3.3 MW esto significa un 20 % de la potencia instalada.

2.4.- Incremento de la temperatura del vapor de flash hasta un nivel mayor de sobrecalentamiento.

En esta propuesta, para aumentar la potencia de la planta geotérmica, se incrementa la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento, al igual que la propuesta anterior esta se realiza mediante un intercambiador de calor. A continuación se muestran los valores obtenidos del cálculo termodinámico, recordando que la energía suministrada se evaluó en la sección anterior y que es de 13, 258 kW térmicos.

DATOS	Fluido				Potencia bruta = 26.9914564 MW			
	0	1	2a	2b	3	4	5	6
T (°C)	180	170	313	170	51.6508125	51.6508125	21.1	35.5
P(Mpa)	1	0.79218701	0.79218701	0.79218701	0.0134	0.0134	0.11956	0.107604
h (kJ/kg)	2374.38271	2767.90176	3084.4687	719.083691	2347.39998	216.246008	88.6264472	148.815128
s (kJ/kg°K)	5.69508652	6.664962	7.28653466	2.04165596	7.28653466	0.72511642	0.31212808	0.51187052
x	0.8	1	1	0	0.89621226	0	0	0
m (kg/s)	45.775	36.62	36.62	9.155	36.62	36.62	4040	4040
p (kg/m ³)	6.4391825	4.12219253	2.98137411	897.450966	0.10015647	987.241133	997.982066	993.863171
V (m ³ /kg)	0.15529922	0.24258935	0.33541581	0.00111427	9.98437775	0.00101292	0.00100202	0.00100617
m(ton/h)	164.79	131.832	131.832	32.958	131.832	131.832	14544	14544

Tabla 2.10.- Valores termodinámicos de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la masa de vapor por medio de energía solar.

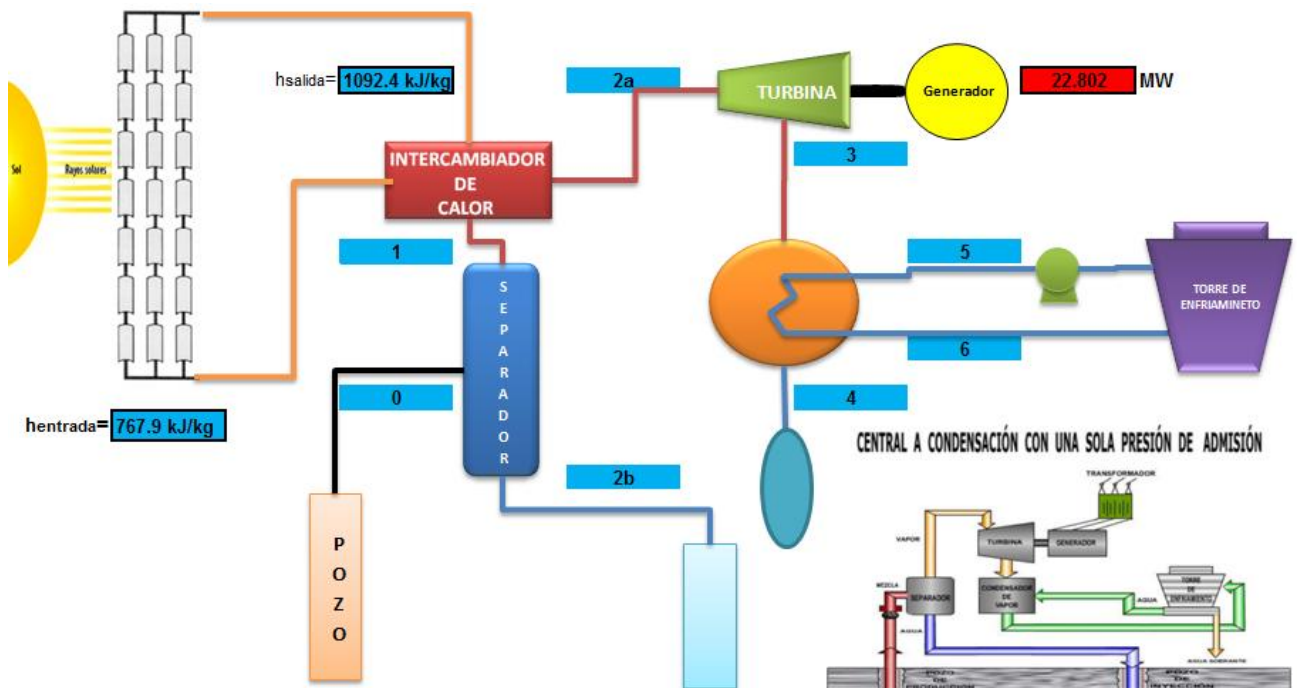


Figura 2.15.- Esquema de una planta geotérmica a condensación con una sola presión de admisión aumentando la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento.

En este caso el intercambiador de calor se coloca a la salida del separador tomando el vapor saturado y elevándole la temperatura, dándole más potencia a la entrada de la turbina. Este vapor es menos corrosivo para el intercambiador de calor debido a que todas las sales se quedaron en la salmuera que se desechó en el separador.

En la siguiente figura se muestra la propuesta de aumentar la temperatura del vapor en el programa Thermoflex el cual nos arroja resultados muy similares a los obtenidos en el programa de Excel.

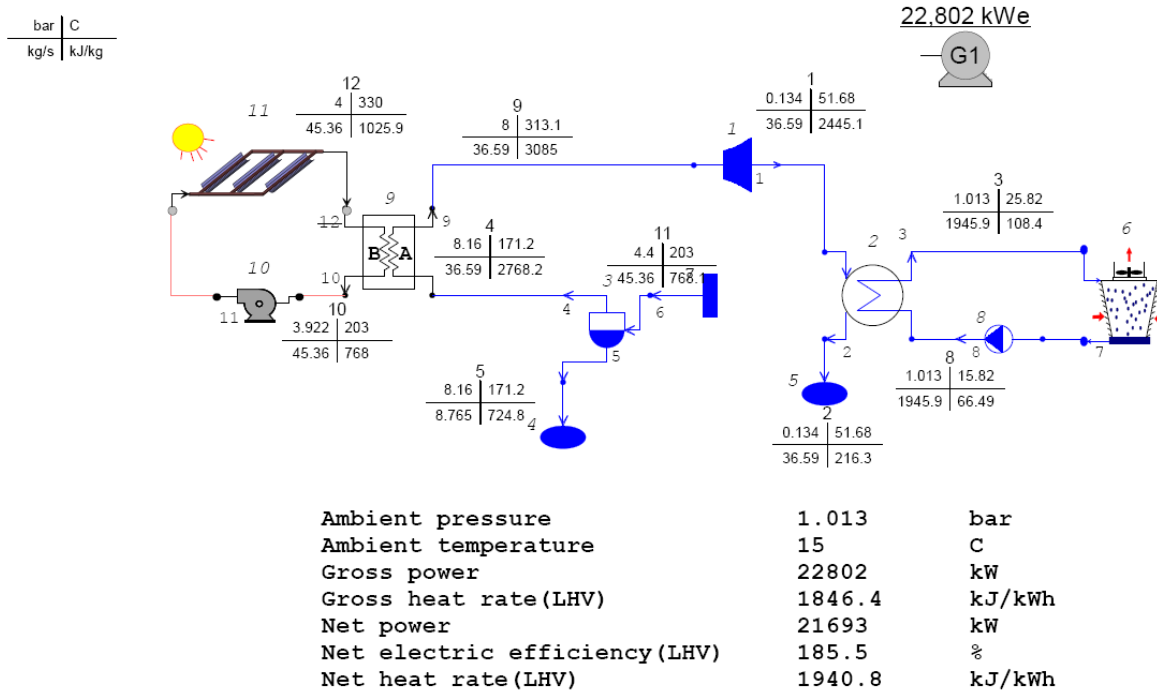


Figura 2.16.- Cálculos de la planta geotérmica modificada aumentando la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento en el programa Thermoflex.

Parámetros Propuesta 2		
Presión ambiente	1.013	bar
Temperatura ambiente	25	°C
Generación bruta	22,802	KW
Generación neta	21,693	KW
Eficiencia eléctrica neta	185.5	%

Tabla 2.11.- Tabla de parámetros principales de la planta geotérmica modificada aumentando la temperatura del vapor saturado que sale del separador, para llevarlo a niveles de sobrecalentamiento.

Por los valores obtenidos en la tabla anterior queda de manifiesto que se tienen mejoras respecto a la propuesta 1. Al igual que en la propuesta 1 la eficiencia está más arriba de 100%, por lo antes ya mencionado. la potencia neta aumento en 4.6 MW esto significa un 27 % de la potencia instalada.

2.5.- Comparativa de la propuesta de mejora en el ciclo geotérmico por inyección de calor en diferentes secciones de la planta.

Después de obtener los resultados técnicos de las dos propuestas, en la siguiente tabla ponderamos los parámetros más importantes de las propuestas.

RESUMEN Y EVALUACIÓN				
	BASE	P1	P2	
Presión ambiente	1.013	1.013	1.013	bar
Temperatura ambiente	25	25	25	°C
Generación bruta	18068	21607	22802	KW
Generación neta	17082	20426	21693	KW
Eficiencia eléctrica neta	0.79	1.388	1.855	
Eficiencia Térmica	0.63	0.65	0.87	
Factor de planta	0.85	0.75	0.75	

Tabla 2.12.- Resumen de los parámetros más importantes de la planta geotérmica y las propuestas para repotenciar la planta

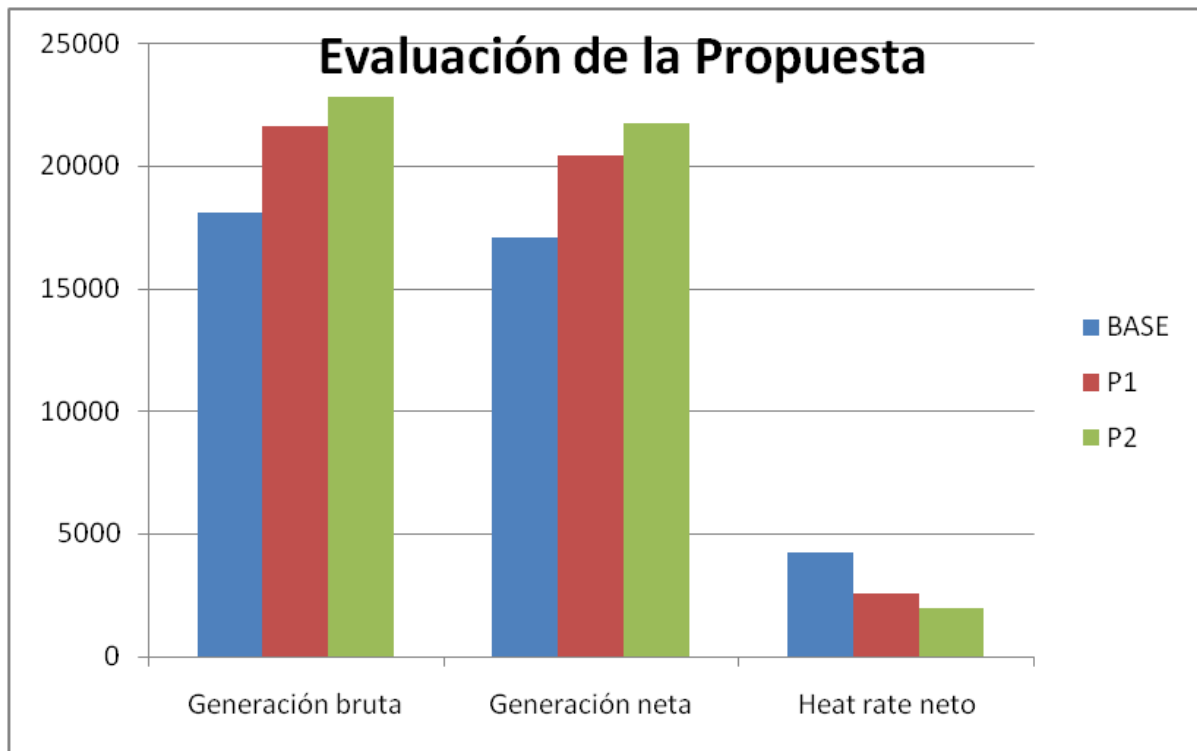


Figura 2.17.- Grafica comparativa de los parámetros más importantes de la planta geotérmica y las propuestas para repotenciar la planta

Estos son los parámetros más importantes con los cuales se muestra la energía ganada con el proyecto solar.

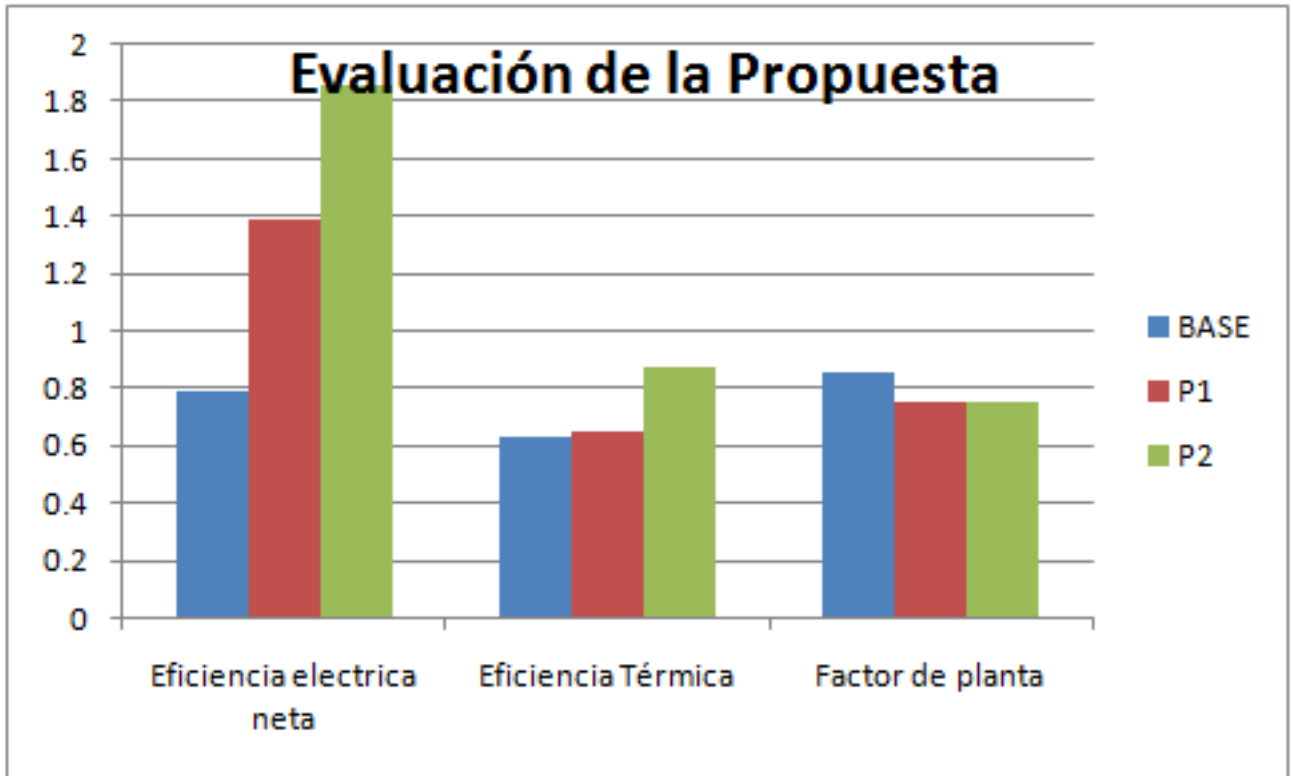


Figura 2. 18.- Grafica comparativa de las eficiencias y los factores de planta de las diferentes propuestas.

En la gráfica anterior se tiene algunos parámetros de eficiencia los cuales nos reiteran la mejoría que se presenta en la propuesta 2, se debe considerar que el factor de planta disminuye debido a las horas disponibles de energía solar.

Conclusiones

Técnicamente, observando los resultados termodinámicos se puede decir que la propuesta 2 es la más factible, la que da mejores resultados aumentando en más de un MW eléctrico la propuesta 1 y disminuyendo el régimen térmico considerablemente. Por lo que se puede elegir esta propuesta como la mejor opción para el estudio, la eficiencia térmica es considerablemente mejor y la eficiencia es notablemente mayor, en el siguiente capítulo se realizará la evaluación de viabilidad económica del proyecto así como algunos beneficios ambientales que se pueden obtener debido a la propuesta.

CAPITULO III.- EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA Y BENEFICIOS AMBIENTALES

Introducción

Una vez concluido el estudio técnico de la propuesta para repotenciar la planta de Cerro Prieto, evaluaremos la parte económica y algunos beneficios ambientales que se pueden obtener al implementar este tipo de tecnología. Se analizarán los costos de implementación de los colectores solares, los beneficios económicos al obtener energía con un combustible gratuito, como el sol, también se realizará el estudio de sensibilidad económica del proyecto, la energía desplazada convencional, las emisiones evitadas y algunos posibles ingresos económicos por bonos de carbono.

3.1.- Costos de implementación

En el Capítulo 2.1 se desglosó el cálculo del número de colectores solares que se necesitan para obtener la potencia requerida; a continuación se hace un resumen de los parámetros encontrados.

Flujo de Calor total	13, 258.84	kW
Longitud Total	10,635.00	m
Temp Inicial	203	°C
Temp salida	330	°C
Q_{útil}	12, 813.17	kW
Q_{sol}	22, 795.25	kW
η_{global} (eficiencia)	56.21	%
Numero Colectores (Solucar TR)	1, 081	Unidades
Medida de apertura Colector (Solucar TR)	5	m
Medida de longitud Colector (Solucar TR)	7.8	m
Área de Colector (Solucar TR)	39	m ²
Área Total del campo de Colectores	42, 159	m ²

Tabla 3.1.- Resumen de los parámetros de los colectores solares propuestos

Estos parámetros servirán para realizar la estimación del costo de implementación del campo solar en las instalaciones de Cerro Prieto. Cabe mencionar que el área total del campo solar está dentro de los parámetros encontrados en la planta solar de Andasol España⁸³.

La estimación de la inversión se desglosa de la siguiente manera.

- a) Colectores
- b) Mano de Obra
- c) Aceite térmico
- d) Transporte colectores
- e) Equipos y Otros

⁸³ Las Centrales eléctricas de colectores cilindro parabólicas de Andasol 1 a 3. Solar Millennium

a) Colectores

El precio de los colectores cilindro parabólicos por metro cuadrado se definió de 237 US\$/m², tomando los valores unitarios del National Renewable Energy Laboratory. El desglose del costo de las partes de los colectores se muestra en la siguiente tabla (3.2).

	Trough 50	Trough 150 (2010)	
Sistema de Colección Solar	234	135	US\$/m ²
Soporte estructural	61	46	US\$/m ²
Elementos de colección de calor	43	28	US\$/m ²
Espejos	40	28	US\$/m ²
Total	378	237	US\$/m ²
Área Total	42159		m ²
Precio total Colectores	15,936,102	\$9,991,683.00	US\$

Tabla 3.2.- Costos unitarios de los colectores cilindro parabólicos⁸⁴

b) Mano de Obra

En este concepto las horas hombre que se ocupan al instalar los colectores solares de acuerdo a las experiencias de las plantas similares instaladas.

Mano obra campo solar		
Precio Mano obra	16	US\$/h
Horas	3,125	h
Precio Mano obra	50,000	US\$

c) Aceite Térmico

No se encontró el precio del Terminol - VP1. Por eso se elige un precio de aceite aleatorio encontrado en algunas fuentes donde usan aceites térmicos de alta temperatura, el costo encontrado es de 5 US\$/L⁸⁵.

Aceite térmico		
Precio unitarios	5	US\$/Litros
Volumen en colectores	20000	Litros
Precio Total Aceite	100,000	US\$

d) Transporte de colectores

El costo del transporte de los colectores se contempla con un margen grande, tomando dos opciones de ciudades cercanas de donde se pueden transportar los colectores, Mexicali y San Diego, siendo la ultima la opción más viable.

⁸⁴ Fuente: "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts" – National Renewable Energy Laboratory – Sargent & Lundy LLC Consulting Group Chicago, Illinois – October 2003

⁸⁵ <http://spanish.alibaba.com/product-cgs/iris-t66-heat-conducting-oil-heat-transfer-oil--264092357.htm>

Transporte colectores		
Peso unitario	43	kg/m ²
Área total	42159	m ²
Peso total	1826890	kg
Cons. Pet. Unitario	0.0053	l/kg/100 km
Cons. pet. transporte	9743.4	l/100 km
Precio unit. Gas.	1	US\$/l
Distancia	100	km
Precio Tot. gasolina	9743.4	US\$
Margen	60	%
Precio Tot. transporte	15,589.46	US\$/l

e) Equipos y Otros

Aquí se contemplan los equipos más importantes como el intercambiador de calor, las bombas y se define un concepto de otros donde podrían entrar varios imprevistos en el campo geotérmico como; adecuaciones en los vaporductos, uso de suelo, etc.⁸⁶.

Equipos y Otros		
Precio Intercambiador	174,150.60	US\$
Precio Bombas	31,200.00	US\$
Otros	50,000.00	US\$
Precio Total	255,350.60	US\$

Los costos de las bombas y del intercambiador de calor se detallan en el **ANEXO 4**.

Resumen de conceptos

En el siguiente cuadro se muestran los costos totales de los conceptos así como el costo total de la inversión para la implementación del campo de colectores solares.

Equipos	Costo US\$	Porcentaje
Colectores	\$9,991,683.00	97.12%
Mano de Obra	\$50,000.00	0.49%
Aceite térmico	\$15,589.46	0.15%
Trasporte colectores	\$15,589.46	0.15%
Intercambiador	\$174,150.60	1.69%
Bombas	\$31,200.00	0.30%
Otros	\$10,000.00	0.10%
TOTAL US\$	\$10,288,212.52	Costo Inversión en Dólares
Tipo de cambio	12.90	\$/US\$
TOTAL pesos	\$132,717,941.54	Costo Inversión en Pesos

Resumen de los costos de inversión para la implementación del campo de colectores solares.

⁸⁶ <http://alava.generadordeprecios.info/ICS/ICS070.html>

<http://www.docstoc.com/docs/13236507/%C3%A9changeurs-de-chaleur-2>

3.2.- Análisis y sensibilidad económica-financiera

Una vez obtenido el costo de inversión se realizará el análisis económico. Para obtener dicho análisis se darán algunos conceptos económicos básicos que son necesarios para este estudio.

En todos estos conceptos se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo y es necesario definir la tasa de descuento o actualización apropiada, en forma externa al proyecto, tomando como referencia el uso alternativo que se le puede dar al dinero y el riesgo de realizar la inversión. Es común utilizar indebidamente como tasa de descuento la tasa de interés que se paga por la deuda, en lugar de un mayor valor que tome en cuenta el costo de oportunidad para el inversionista y que se denomina Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA) o costo de capital.

Esta tasa puede calcularse como la tasa que se ganaría en una inversión sin riesgo (por ejemplo CETES en México), más una prima que defina el nivel de riesgo del proyecto:

$$\text{TREMA} = \text{Tasa sin riesgo} + \text{Prima por riesgo}$$

- *Valor presente Neto (VPN)*

Se basa en el concepto de llevar el flujo de efectivo (costos y beneficios) al valor presente, un resultado con valor positivo indica un proyecto aceptable en el caso de una inversión y se calcula con la siguiente expresión:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} - S_0$$

donde:

S_0 = Inversión Inicial de Capital
 S_t = Flujo de n costos y beneficios
 t = Periodos de tiempo
 i = Tasa de descuento (TREMA)

El VPN representa en valor presente, la magnitud en que los ingresos del flujo de efectivo (dinero) superan o son superados, por los egresos de dicho flujo.

Este concepto también se puede calcular de la siguiente manera:

$$VPN = VP_{\text{beneficios}} - VP_{\text{costos}}$$

donde:

VP= Valor presente de una serie de pagos

El parámetro más importante es la tasa de descuento utilizada, se recomienda usar la TREMA, porque un resultado positivo indica un proyecto aceptable en el caso de una inversión, para nuestro caso utilizaremos una TREMA de 12% que es la que utiliza CFE para sus proyectos.

- *Anualidad equivalente (AE)*

En el método de la Anualidad Equivalente (AE), todos los ingresos y gastos que ocurren durante un periodo del proyecto los cuales son convertidos en una anualidad equivalente (uniforme), cuando dicha anualidad es positiva significa que los beneficios son mayores que los costos y, en consecuencia el proyecto analizado es aceptable:

$$AE = VPN [A/P]_{i,n}$$

donde:

[A/P]= factor de recuperación de capital de una serie de pagos

n = Número de periodos

i = Trema

- *Tasa Interna de Retorno (TIR)*

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es aquella tasa de descuento que hace igual el Valor Presente de una serie de beneficios, con el Valor Presente de una serie de gastos, y por lo tanto hace el Valor Presente Neto igual a cero:

$$VP_{beneficios} - VP_{costos} = 0$$

El criterio de decisión de la TIR es:

Si la TIR > TREMA el proyecto es aceptable

Si la TIR < TREMA el proyecto no es aceptable

- *Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)*

La tasa interna de retorno modificada considera en forma explícita la posibilidad de reinvertir los flujos incrementales de fondos del proyecto a una tasa igual al costo de capital, a diferencia de la TIR, que supone la reinversión de los flujos a la tasa interna de retorno del proyecto.

$$\sum_{t=0,n} R_t(1+r)^{n-t} = \sum_{t=0,n} C_t(1+i^*)^{n-t}$$

donde:

R_t = Beneficios

C_t = Gastos

n = Vida del proyecto

t = número del periodo desde t=0 hasta n

r = TREMA

- *Relación Beneficio/Costo (RBC)*

Es el cociente entre el VP de los beneficios o ingresos del proyecto, dividido entre el VP de los costos o egresos del mismo. Para el cálculo de esta relación, tanto los beneficios como los ingresos llevan el mismo signo.

$$RBC = \frac{VP_{\text{flujo}}}{Inversión}$$

donde:

$$VP_{\text{flujo}} = VP_{\text{ingresos}} - VP_{\text{gastos}}$$

Cabe destacar que para aceptar un proyecto se tiene que cumplir que:

$$TREMA < TIRM < TIR$$

Con estas bases conceptuales se podrá elaborar el análisis económico-financiero de la propuesta. A continuación se muestran los supuestos técnicos para este estudio. En la tabla 3.3 se muestran los conceptos a utilizar con el proyecto de aportación de energía solar y sin el proyecto. El factor de planta, los costos de generación y de operación y mantenimiento de la planta geotérmica fueron obtenidos del COPAR 2008.

Todo este análisis se realizará con ayuda de Excel.

Supuestos Técnicos	Sin Proyecto	Con Proyecto	
Factor de planta	0.85	0.74	
Capacidad neta	18.07	22.80	MW
Eficiencia	0.19	0.22	
OyM	92.12	100.42	\$/MWh
Costo de Generación	266.36	266.36	\$/MWh
Usos Propios	4.93	4.39	%
Tiempo de Vida	25	25	años
Inversión Pesos	0	132,717,941	\$
Inversión Dólares	0	10,288,212	US\$

Tabla 3.3.-Supuestos técnicos, sin proyecto y con proyecto.

Supuestos económico-financieros		
Tipo de cambio	12.900	\$/dól
Tasa de descuento real anual	12.00%	
Inflación anual (EUA):	3.00%	
Moneda de	2011	
Precio de transferencia a transmisión	80.47	USD\$/MWh
Año de inicio	2011	
Mes de inicio	ene-11	
Tiempo de construcción	24.00	meses
Año de inicio de operación	2013	

Tabla 3.4.- Supuestos económicos financieros

Las siguientes tablas muestran el resumen de conceptos calculados a lo largo de los años, con proyecto y sin proyecto. Para establecer el nivel de generación de energía y el resultado neto de la operación de la planta con proyecto de aportación solar y sin proyecto.

Cálculo del resultado neto de operación de la Evaluación Económica

Sin proyecto Geotermia Cerro Prieto							
Año	Factor de planta	Generación neta (GWh)	Régimen térmico neto (BTU/kWh)	Ingresos	Costos de O&M	Costos equivalentes de combustible ⁸⁷ Miles de dólares	Resultado NETO Miles de dólares
				Miles de dólares de 2011			
2013	85.00%	128	4,014	10,292	913.40	2,641.04	6,738
2014	84.49%	127	4,023	9,434	907.92	2,625.19	5,901
2015	83.98%	126	4,032	9,198	902.47	2,609.44	5,686
2016	83.48%	126	4,042	8,988	897.05	2,593.79	5,497
2017	82.98%	125	4,051	8,826	891.67	2,578.22	5,356
2018	82.48%	124	4,060	8,889	886.32	2,562.75	5,439
2019	81.99%	123	4,070	8,936	881.00	2,547.38	5,507
2020	81.49%	123	4,079	8,888	875.72	2,532.09	5,480
2021	81.00%	122	4,088	8,833	870.46	2,516.90	5,446
2022	80.52%	121	4,098	8,820	865.24	2,501.80	5,453
2023	80.04%	120	4,107	8,800	860.05	2,486.79	5,453
2024	79.56%	120	4,117	8,772	854.89	2,471.87	5,445
2025	79.08%	119	4,126	8,744	849.76	2,457.04	5,438
2026	78.60%	118	4,136	8,610	844.66	2,442.29	5,323
2027	78.13%	118	4,145	8,591	839.59	2,427.64	5,323
2028	77.66%	117	4,155	8,563	834.56	2,413.07	5,316
2029	77.20%	116	4,164	8,536	829.55	2,398.60	5,308
2030	76.73%	115	4,174	8,406	824.57	2,384.20	5,197
2031	76.27%	115	4,183	8,386	819.62	2,369.90	5,197
2032	75.82%	114	4,193	8,360	814.71	2,355.68	5,189
VP al 12 % en 2011		467	15,403	34,364	2,796	9,643	21,385

Tabla 3.5.- Parámetros económicos de la planta sin la propuesta de mejora a través de la vida útil del proyecto

⁸⁷ En este caso son los costos del manejo del vapor y agua

Cálculo del resultado neto de operación Geotermia con solar

Con proyecto Geotermia con Solar								
Año	Factor de planta	Generación neta	Régimen térmico neto	Ingresos por emisiones evitadas	Ingresos por generación	Costos de O&M Miles de dólares	Costos equivalentes de combustible Miles de dólares	Resultado neto Miles de dólares
		(GWh)	BTU/kWh	Miles de dólares de 2011				
2013	75.00%	142	1,840	0	11,404	1,103.26	2,926.22	7,374
2014	74.63%	141	1,842	0	10,463	1,097.75	2,911.59	6,454
2015	74.25%	140	1,845	0	10,212	1,092.26	2,897.04	6,223
2016	73.88%	140	1,848	0	9,988	1,086.80	2,882.55	6,019
2017	73.51%	139	1,851	0	9,819	1,081.36	2,868.14	5,869
2018	73.14%	138	1,853	0	9,898	1,075.95	2,853.80	5,968
2019	72.78%	138	1,856	0	9,960	1,070.57	2,839.53	6,050
2020	72.41%	137	1,859	0	9,917	1,065.22	2,825.33	6,026
2021	72.05%	136	1,862	0	9,866	1,059.90	2,811.20	5,995
2022	71.69%	135	1,865	0	9,861	1,054.60	2,797.15	6,010
2023	71.33%	135	1,867	0	9,849	1,049.32	2,783.16	6,016
2024	70.98%	134	1,870	0	9,827	1,044.08	2,769.25	6,014
2025	70.62%	133	1,873	0	9,806	1,038.86	2,755.40	6,012
2026	70.27%	133	1,876	0	9,666	1,033.66	2,741.62	5,890
2027	69.92%	132	1,879	0	9,653	1,028.49	2,727.91	5,897
2028	69.57%	131	1,881	0	9,632	1,023.35	2,714.28	5,895
2029	69.22%	131	1,884	0	9,612	1,018.23	2,700.70	5,893
2030	68.87%	130	1,887	0	9,474	1,013.14	2,687.20	5,773
2031	68.53%	129	1,890	0	9,461	1,008.08	2,673.76	5,780
2032	68.19%	129	1,893	0	9,441	1,003.04	2,660.40	5,778
VP al 12 % en 2011		142	7,025		38,297	6,393	9,643	120,936

Tabla 3.6.- Parámetros económicos de la planta con proyecto a través de la vida útil de la propuesta de mejora

Observando los datos anteriores vertidos en la tabla 3.6 del cálculo económico, se observa que con proyecto solar se obtienen más ganancias debido al incremento en la generación eléctrica. Cabe notar que no se han colocado ganancias por venta de bonos de carbono, esto se obtendrá mas adelante. Con estos resultados se puede seguir adelante con el análisis.

		Resultado	Resultado neto
	Periodo	Ingresos Anual	anual acumulado
	año	\$ Miles de Dólares	\$ Miles de Dólares
	2013	INVERSIÓN=	-\$10,288
1	2013	\$1,624	-\$8,664
2	2014	\$1,418	-\$7,246
3	2015	\$1,370	-\$5,876
4	2016	\$1,329	-\$4,547
5	2017	\$1,299	-\$3,248
6	2018	\$1,329	-\$1,919
7	2019	\$1,354	-\$565
8	2020	\$1,354	\$789
9	2021	\$1,352	\$2,141
10	2022	\$1,362	\$3,503
11	2023	\$1,369	\$4,872
12	2024	\$1,375	\$6,247
13	2025	\$1,380	\$7,627
14	2026	\$1,356	\$8,983
15	2027	\$1,364	\$10,347
16	2028	\$1,369	\$11,715
17	2029	\$1,374	\$13,089
18	2030	\$1,350	\$14,440
19	2031	\$1,357	\$15,797
20	2032	\$1,363	\$17,160
	VP ingresos=	\$10,383	
	TIR=	12.15%	
	VPN=VPing - Inversión=	\$95	

Tabla 3.7.- Flujos de ingresos de la planta de Cerro Prieto con proyecto

En la tabla 3.7 se obtienen los ingresos anuales que se obtendrían aplicando el proyecto solar en la planta geotérmica, a los cuales se les obtiene el valor presente de los ingresos y el valor presente neto obteniendo una TIR de 12.15%.

En la siguiente tabla se muestran los resultados económicos de este análisis (caso base).

Trema	12.00%
VPN en 2011 miles de dólares	\$95
AE en miles dólares	\$846
B/C	1.01
TIR	12.15%
TIRM	12.05%
PR simple	7.42

Tabla 3.8.-Resumen de resultados económicos del estudio

Como se mencionó para que un proyecto sea aceptable se debe de cumplir que:

$$TREMA < TIRM < TIR$$

Para este estudio se cumple y se puede mencionar que el proyecto es rentable pero solo un poco arriba de lo aceptable, por lo que se tiene que hacer un análisis de apoyo financiero MDL y apalancamiento al proyecto para tener una mejor rentabilidad.

Por ello se analizaron los posibles escenarios con financiamiento realizando una sensibilidad de apalancamiento. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos al realizar el análisis financiero.

	Caso base	Apalancamiento				
	0%	20%	40%	60%	80%	90%
Trema	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%	12.00%
VPN en miles de dólares	\$95	\$558	\$1,021	\$1,484	\$1,947	\$2,178
AE en miles de dólares	\$846	\$4,959	\$9,072	\$13,186	\$17,299	\$19,356
B/C	1.01	1.07	1.16	1.36	1.95	3.12
TIR	12.15%	13.03%	14.28%	16.28%	20.36%	25.40%
TIRM	12.05%	12.37%	12.86%	13.74%	15.79%	18.55%
PR simple	7.42	9.37	11.72	13.80	15.61	16.49

Tabla 3.9.- Escenarios de financiamiento con diferentes apalancamientos.

Por lo regular los proyectos de la CFE son obra pública financiada, para el propósito de este estudio se opta por un apalancamiento del 80%, pero se realizó este análisis para mostrar el mejoramiento en la rentabilidad del proyecto (tabla 3.9).

3.3.- Energía desplazada convencional y emisiones evitadas

En el Capítulo 1.2 se habló de la mitigación de gases de efecto invernadero, ahora evaluaremos la energía desplazada y las emisiones evitadas equivalentes de CO₂ de acuerdo al siguiente esquema establecido para este tipo de proyectos.

Línea base y estimación de reducción de emisiones

Se evaluará cuanta energía será suministrada por energía solar (el proyecto aquí evaluado sólo se enfoca en el aporte solar, dado que el aporte geotérmico se asume como ya considerado, dado que las plantas en esta modalidad ya tienen muchos años en operación) y se toma esta misma como la energía desplazada o evitada, la cual se tendría que generar de la manera convencional usando combustibles fósiles.

La siguiente tabla muestra el resumen de datos que necesitamos para evaluar la energía desplazada.

PROYECTO DE CERRO PRIETO INCORPORACIÓN SOLAR		
Potencia total del proyecto solo la aportación nueva solar	21	MWcomb
Horas de operación por año	8,760	h
Factor de planta	74.20%	
Contenido de carbón en el gas natural	15.3	tC/TJ
Factor de C a CO ₂	3,666.67	CO ₂ /tC
Equivalente energético del MWh a TJ	0.003601	TJ/MWh
Consumo anual total de energía del proyecto	139,350	MWhcomb/año
Emisiones anuales equivalentes del proyecto parte solar	0.00	tCO ₂ /año
Energía eléctrica producida	30,772	MWhe/año
Energía que se desplazará a generación convencional	29,541	MWhe/año
Total de CO₂ desplazado	17,086	tCO₂/año

Tabla 3.10.- Datos de generación eléctrica para calcular las emisiones evitadas de CO₂.

Formulación de línea base de emisiones

En la siguiente tabla se muestran los datos necesarios y las consideraciones para obtener las emisiones evitadas tomando como base la generación de energía con gas natural y usando valores ya usados en proyectos similares, y con aprobación de MDL.

Energía eléctrica bruta a desplazar de la red pública	30,772	MWhe/año
Autoconsumo de la planta	1,516	MWhe/año
Energía eléctrica a desplazar de la red pública	29,257	MWhe/año
Índice de emisión de CO ₂ equivalente de la red pública	0.764	Antes de 2001
Se toma el valor usado en la metodología aprobada del proyecto El Gallo hydroelectric project, y retomado por el proyecto La Costeña-Jugomex.	0.404	Después de 2001
Promedio	0.584	tCO ₂ /MWh
Emisiones de CO ₂ desplazadas de la red pública	17,086	tCO ₂ /año
Total de emisiones en la línea base	17,086	tCO ₂ /año

Tabla 3.11.- Cálculo de las emisiones evitadas con el proyecto solar en el campo de Cerro Prieto.

La siguiente tabla muestra el resumen de emisiones evitadas y se ilustra que el proyecto no emite emisiones de CO₂ siendo un proyecto solar, la tabla se pone por 6 años, pensando que habrá continuidad después del 2012 para la acreditación de los proyectos pero no siendo tan optimista, por ello solo se ponen estos años.

tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS DURANTE EL PERIODO DE ACREDITACIÓN					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Línea Base	17,086	34,172	51,257	68,343	85,429	102,515
Proyecto	-	-	-	-	-	-
Reducción acumulada	17,086	34,172	51,257	68,343	85,429	102,515
Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018
# de Año	1	2	3	4	5	6

Tabla 3.12.- Resumen de las emisiones evitadas durante el periodo de acreditación.

Para ilustrar las emisiones evitadas a través de los años por medio del proyecto solar se puede observar en la siguiente gráfica. La cual muestra como la emisión de la parte solar se mantiene en cero.

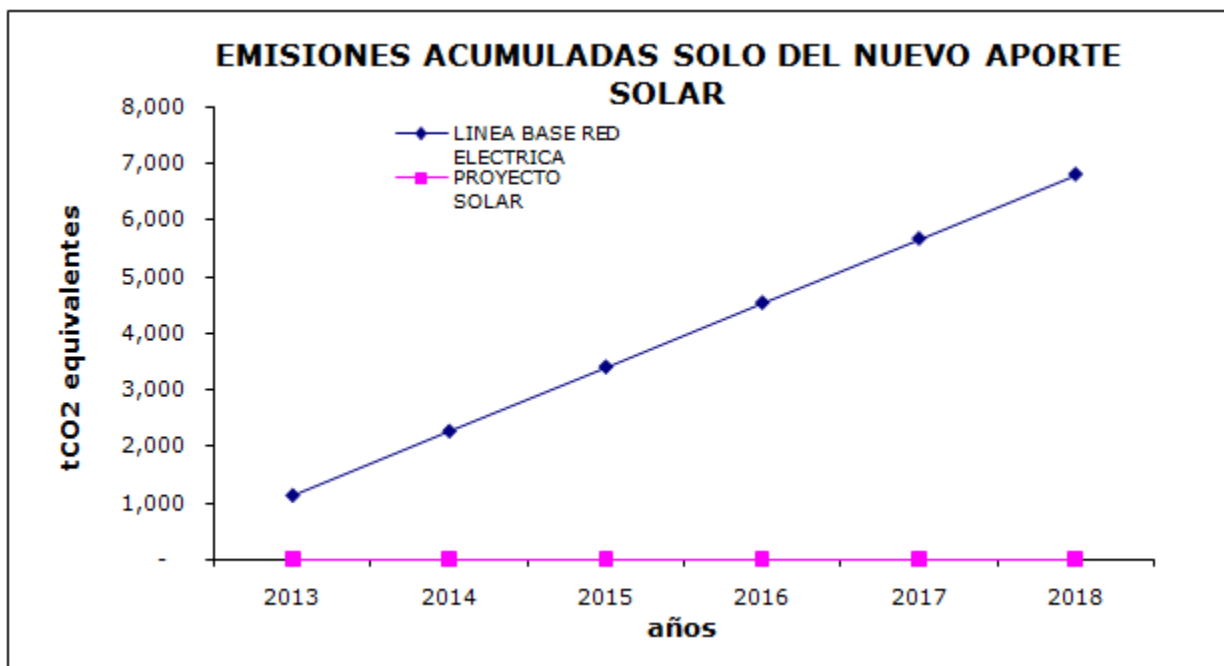


Figura 3.1.- Gráfica de toneladas de CO₂ equivalentes evitadas por año del proyecto solar.

3.4.- Posibles ingresos económicos por bonos de carbón

Los bonos de carbono son un instrumento económico contemplado en el Protocolo de Kioto. Cada bono de carbono equivale a una tonelada de bióxido de carbono equivalente (ton CO₂ eq.) que ha sido dejada de emitir a la atmósfera.

El objetivo de la existencia y uso de los bonos de carbono es disminuir los costos de las actividades de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; únicamente pueden ser generados por los mecanismos establecidos en el Protocolo de Kioto.

El comercio de bonos de carbono consiste en la compra y venta de certificados de reducción de emisiones (CERs), permisos de emisión, montos asignados anualmente (AAUs), o unidades de reducción de emisiones (ERUs).

El comercio de los bonos de carbono está basado en dos puntos:

- 1) No importa en qué parte del planeta se eviten las emisiones de GEI, el efecto es el mismo. Evitar que una tonelada de carbono sea liberada a la atmósfera tiene el mismo efecto en la mitigación del cambio climático, sin importar si la reducción de emisiones se hizo en México, Venezuela, India o Europa.
- 2) En términos ambientales, no es tan importante si las emisiones se evitan hoy o en unos años. Dado el tiempo de permanencia de los GEI en la atmósfera (el tiempo que duran en la atmósfera), el efecto ambiental de evitar las emisiones el día de hoy o en unos años es el mismo, siempre y cuando realmente se evite la emisión.

A través de proyectos MDL, un país recibe una cantidad de reducciones certificadas igual a la cantidad de gases reducida por los mismos, pudiendo utilizar estos certificados a efectos de contabilizar el cumplimiento de sus objetivos. La compra-venta de bonos de carbono puede darse en cualquier parte del mundo; no existen restricciones geográficas para este comercio.

Los proyectos que pueden postular al MDL, deben reducir o capturar GEI y corresponderán principalmente a:

- Proyectos Forestales y Agrícolas
- Proyectos de Transporte
- Proyectos Energéticos: Eficiencia energética y energías renovables -Cogeneración
- Proyectos de Manejo de Residuos

Para que este proyecto pueda postularse dentro de los MDL, debe cumplir con la adicionalidad, es decir que necesite de los ingresos adicionales provenientes de los bonos de carbón, y para ser adicional deberá demostrar falta de viabilidad económica y/o la existencia de barreras que impidan o dificulten su implementación. A continuación se hace una estimación sencilla del ingreso económico que se podría tener al manejar este proyecto como MDL.

Considerando el posible ingreso estimado por emisiones evitadas a 20 dólares por tCO₂ equivalente, se obtienen los siguientes resultados (Tabla

INGRESOS			
AÑO	EMISIONES EVITADAS POR GENERACIÓN CONVENCIONAL	VALOR	INGRESO
	tCO ₂ /año	US\$/tCO ₂	Miles USD\$/AÑO
2013	17,086	20	342
2014	17,086	20	342
2015	17,086	20	342
2016	17,086	20	342
2017	17,086	20	342
2018	17,086	20	342
2019	17,086	20	342
		TOTAL	2,392

Tabla 3.13. Ingresos económicos por bonos de carbono solo de la aportación solar

Estos costos son solo las toneladas evitadas por la ganancia de generación aportada por la energía solar.

El ingreso generado por bonos de carbono es muy atractivo considerando que los resultados económicos son apenas aceptables por lo que se hace un análisis involucrando estos ingresos de bonos de carbono.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos al ingresar este proyecto como MDL por solo 6 años y los resultados originales del proyecto. No se han considerado los costos de transacción del proyecto para cubrir los requisitos del MDL.

	Sin MDL	Con MDL
Trema	12.00%	12.00%
VPN en 2011 en miles de dólares	\$95	\$1,501
AE en miles dólares	\$846	\$13,337
B/C	1.01	1.15
TIR	12.15%	14.50%
TIRM	12.05%	12.76%
PR simple	7.42	5.92

Tabla 3.14.- Tabla comparativa de los datos económicos del proyecto solar con MDL.

Como se muestra en la tabla anterior es necesario buscar un estímulo a la instalación del proyecto ya que con solo un 3 % que aumente la inversión el proyecto ya no sería rentable.

La siguiente tabla muestra la comparación de las diferentes opciones de apoyo económico que se pueden manejar en este proyecto.

	Sin Apoyo	Con MDL	80% Apalancamiento
Trema	12.00%	12.00%	12.00%
VPN en 2011 en miles pesos	\$95	\$1,501	\$2,178
AE en miles de pesos	\$846	\$13,337	\$19,356
B/C	1.01	1.15	1.94
TIR	12.15%	14.50%	20.36%
TIRM	12.05%	12.76%	15.79%
PR simple	7.42	5.92	15.61

Tabla 3.15 Tabla comparativa de los datos económicos del proyecto solar sin financiamiento, con MDL y con apalancamiento.

La tabla 3.15 indica la notable mejoría en los datos económicos buscando un apalancamiento comparado con una inversión total del capital y aun mejor que con el apoyo de la venta de bonos de carbono.

Conclusiones.

De acuerdo a los resultados obtenidos económicamente, la propuesta del proyecto es viable, Los ingresos obtenidos y los beneficios a largo plazo son los que dan un proyecto factible con un periodo de recuperación de 7 años. Los resultados económicos dan un resultado positivo, debido a que el VPN resulta mayor que cero, la TREMA menor que la TIRM que a su vez fue menor que la TIR; todo esto podría ser suficiente para aceptar el proyecto económicamente aunado a que técnicamente resulto factible, pero los resultados dan un margen muy pequeño ya que esta apenas un poco por arriba de la línea de ser un proyecto rentable.

Por lo que se realizó un análisis de bonos de carbono y de financiamiento con lo cual el proyecto es más atractivo económicamente y rentable dando un margen más amplio en los estimación de los costos de inversión.

Se deja este análisis de bonos de carbono como antecedente ya que si se considera que solo se hizo esta propuesta para una unidad se podrían obtener más beneficios al realizarlo con las demás unidades resultando los bonos de carbono un ingreso atractivo.

La opción de financiamiento es una opción más viable con una rentabilidad mayor, además que los proyectos MDL son dependientes de las nuevas políticas energéticas y de cambio climático. Estas políticas pueden cambiar en pocos años por lo que se tendrían que garantizar el pago de las toneladas de CO₂ al mismo precio durante los 6 años evaluados como proyecto MDL.

CAPITULO IV.- CONCLUSIONES GENERALES

La opción de utilizar sistemas híbridos geotérmico-solares se presente en este estudio como una opción de repotenciar la planta de Cerro Prieto de la CFE, con lo cual se aumenta la potencia de la unidad, aprovechando la situación geográfica del campo geotérmico.

La unidad Cerro Prieto I instalada en 1973 fue la primera planta de generación eléctrica usando energía geotérmica, donde actualmente hay perforados más de 50 pozos profundos, sólo 15 están integrados al sistema, importando vapor de CP II y III para completar los requerimientos de vapor de la planta.

Para poder evaluar la planta geotérmica y su posible repotenciación se dieron a conocer sus principales características termodinámicas, yacimientos, historiales termodinámicos de pozos de producción, ubicación geográfica y generación eléctrica.

Todos estos datos sirvieron para realizar los cálculos técnicos, económicos y ambientales de la propuesta.

Se evaluaron dichas propuestas para repotenciar la planta de Cerro Prieto, inyectando energía solar mediante colectores solares cilindro parabólico, evaluando con diferentes configuraciones la planta geotérmica para encontrar la que da mejores resultados en sus diferentes módulos.

Se evaluó el potencial solar del sitio analizando las tecnologías más actuales de los colectores cilindro parabólico considerando que la radiación promedio de Cerro Prieto es de 472 W/m².

Para el análisis se tomó como base una planta geotérmica de 20 MW con las características termodinámicas de la Unidad 1 de Cerro Prieto.

Se analizaron varias propuestas de utilizar el recurso solar y la opción más factible fue sobrecalentar el vapor geotérmico con un intercambiador de calor antes de entrar a la turbina.

Se llegó a un aumento de 4.6 MW al inyectar la energía solar con 1,081 colectores y ocupando una área solar de 42,156 m². Esta magnitud de área solar comparada con las plantas instaladas que usan esta tecnología en Andasol España, es muy aceptable y está dentro de los parámetros obtenidos en esta planta.

El factor de planta de este sistema híbrido bajo en un 10% aproximadamente, ya que en este estudio no se contempló el almacenaje de energía por medio de sales fundidas, sin embargo el estudio arroja resultados positivos que hacen al proyecto viable aun sin almacenaje.

Una vez que se eligió la propuesta de mayor asentimiento técnico se evaluó esta misma económicamente, dando como resultado un proyecto viable, ya que se cumplen las condiciones dictadas en la ingeniería económica para aceptar proyectos de inversión como son: VPN mayor que cero, relación beneficio-costos mayor que la unidad, y la más importante TREMA < TIRM < TIR, sin embargo estos resultados están solo un poco arriba de lo aceptable por lo que se optó por evaluar este proyecto con MDL.

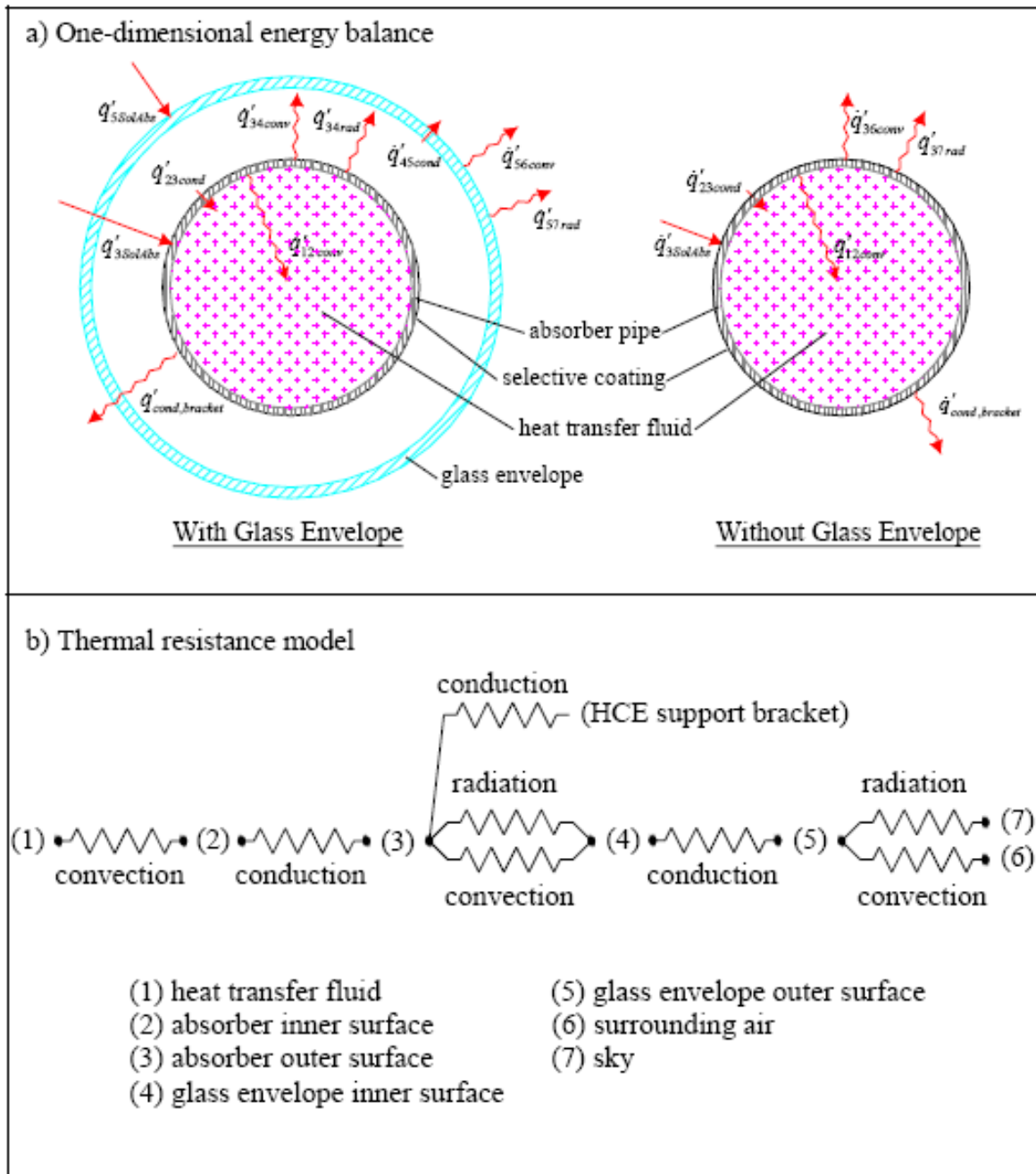
Se evaluaron posibles escenarios de apalancamiento para hacer un proyecto más rentable y atractivo económicamente dando una opción viable y con mejor rentabilidad al ingresar este recurso financiero. También se evaluaron posibles ingresos por bonos de carbono dando un proyecto un poco más atractivo económicamente con los ingresos obtenidos por este rubro, solo se manejaron 6 años de proyecto ya que es incierto el futuro de estos proyectos.

Este estudio es una posibilidad viable para incorporar el uso de la energía solar en los campos geotérmicos, en específico para el campo de Cerro Prieto, es viable y se podría buscar un financiamiento para CFE y con esto hacer más redituable el proyecto.

Esta inversión es una proyección a largo plazo para el campo de Cerro Prieto ya que se han presentado disminuciones de energía en los pozos de producción por lo que esta tecnología podría ser implementada para proporcionar la energía necesaria para no dejar las plantas existentes en desuso.

ANEXO 1

El modelo de R.Forristall⁸⁸



⁸⁸ Fuente: "Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver" – R.Forristall – National Renewable Energy Laboratory

with the glass envelope:

$$\dot{q}'_{12conv} = \dot{q}'_{23cond} \quad (2.1a)$$

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{34conv} + \dot{q}'_{34rad} + \dot{q}'_{23cond} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2.1b)$$

$$\dot{q}'_{34conv} + \dot{q}'_{34rad} = \dot{q}'_{45cond} \quad (2.1c)$$

$$\dot{q}'_{45cond} + \dot{q}'_{5SolAbs} = \dot{q}'_{56conv} + \dot{q}'_{57rad} \quad (2.1d)$$

$$\dot{q}'_{HeatLoss} = \dot{q}'_{56conv} + \dot{q}'_{57rad} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2.1e)$$

without the glass envelope:

$$\dot{q}'_{12conv} = \dot{q}'_{23cond} \quad (2.2a)$$

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{36conv} + \dot{q}'_{37rad} + \dot{q}'_{23cond} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2.2b)$$

$$\dot{q}'_{HeatLoss} = \dot{q}'_{36conv} + \dot{q}'_{37rad} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2.2c)$$

ANEXO 2.

Gráficas y los cálculos de los ángulos solares a lo largo del año, la nubosidad y los parámetros requeridos para obtener la potencia real del campo solar.

Ecuaciones y ángulos a ocupar.

Ángulos: Tierra - Sol	ϕ	Latitud
	δ	Declinación
	ω	Ángulo de hora
Ángulos: Observer - Sol	α	Altura solar
	A	Solar azimuth
	θ_z	Zenith Ángulo (90 - α)
Ángulo : Orientación colector	γ	Ángulo de azimuth
	β	Tilt ángulo (inclinación del concentrador $\beta =$
Ángulo: Colector - Sol	θ_i	Ángulo de inclinación
	N	Día del año

Ubicación de los colectores⁸⁹

Latitud (ϕ)	32	
Longitud	117	Este
Time zone (GMT +/- ?)	-	8
Daylight Saving current	n	http://www
Azimuth (γ)	0	
Hora	Hora solar media (h)	ω
0:01- 1:00	0.5	-172.5
1:01- 2:00	1.5	-157.5
2:01- 3:00	2.5	-142.5
3:01- 4:00	3.5	-127.5
4:01- 5:00	4.5	-112.5
5:01- 6:00	5.5	-97.5
6:01- 7:00	6.5	-82.5
7:01- 8:00	7.5	-67.5
8:01- 9:00	8.5	-52.5
9:01-10:00	9.5	-37.5
10:01-11:00	10.5	-22.5
11:01-12:00	11.5	-7.5
12:01-13:00	12.5	7.5
13:01-14:00	13.5	22.5
14:01-15:00	14.5	37.5
15:01-16:00	15.5	52.5
16:01-17:00	16.5	67.5
17:01-18:00	17.5	82.5
18:01-19:00	18.5	97.5
19:01-20:00	19.5	112.5
20:01-21:00	20.5	127.5
21:01-22:00	21.5	142.5
22:01-23:00	22.5	157.5
23:01-24:00	23.5	172.5
sun set		
sun rise		

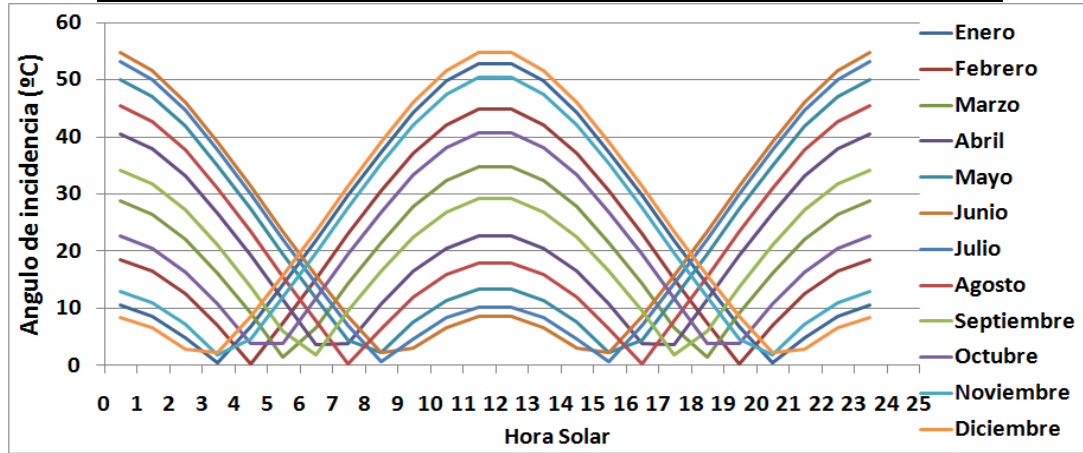
⁸⁹ <http://www.timeanddate.com/time/dst2009.html>

REPOTENCIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE CERRO PRIETO DE LA CFE, INCORPORANDO EL USO DE ENERGÍA SOLAR

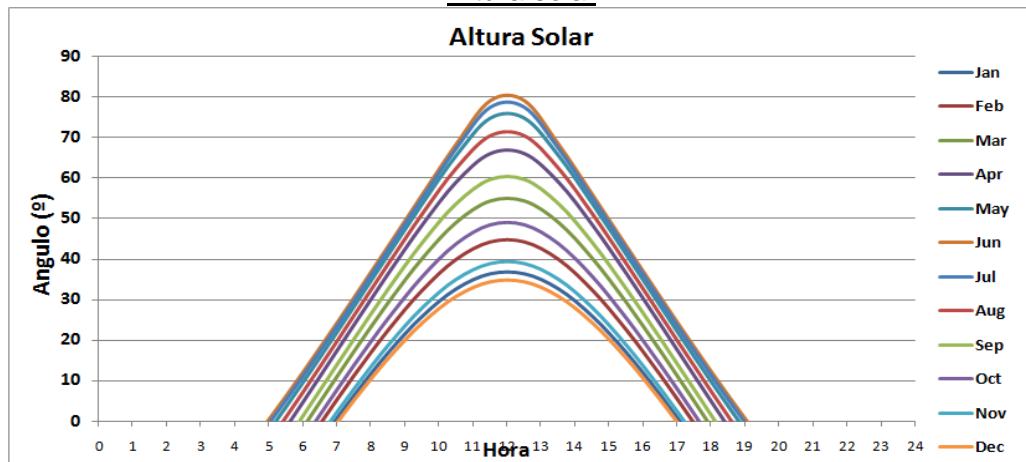
Datos para el cálculo del ángulo de incidencia en los colectores cilindro parabólicos

N día	N día el 15 cada												N día	
	Declinación (δ en $^\circ$)	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319		349
hora solar media (h)	Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	solar media
0.5		10.48	18.48	28.70	40.60	50.03	54.85	53.14	45.42	34.16	22.65	12.99	8.47	0.5
1.5		8.54	16.39	26.39	37.98	47.09	51.70	50.07	42.65	31.72	20.47	11.00	6.57	1.5
2.5		4.83	12.40	22.04	33.16	41.82	46.16	44.62	37.62	27.17	16.34	7.20	2.92	2.5
3.5		0.40	6.87	16.12	26.77	35.03	39.15	37.70	31.02	21.03	10.65	1.88	2.23	3.5
4.5		6.82	0.17	9.09	19.39	27.41	31.42	30.00	23.52	13.84	3.81	4.63	8.57	4.5
5.5		14.08	7.30	1.41	11.54	19.48	23.49	22.07	15.62	6.07	3.75	11.96	15.77	5.5
6.5		21.85	15.17	6.52	3.64	11.67	15.75	14.30	7.75	1.86	11.66	19.77	23.50	6.5
7.5		29.78	23.07	14.30	3.93	4.33	8.55	7.05	0.29	9.56	19.51	27.69	31.44	7.5
8.5		37.46	30.56	21.51	10.77	2.19	2.22	0.65	6.39	16.60	26.89	35.32	39.17	8.5
9.5		44.38	37.13	27.67	16.47	7.53	2.93	4.57	11.90	22.55	33.29	42.13	46.17	9.5
10.5		49.81	42.14	32.24	20.60	11.34	6.59	8.28	15.87	26.91	38.11	47.41	51.72	10.5
11.5	θ_i	52.87	44.89	34.69	22.78	13.33	8.49	10.21	17.95	29.23	40.73	50.37	54.87	11.5
12.5		52.87	44.89	34.69	22.78	13.33	8.49	10.21	17.95	29.23	40.73	50.37	54.87	12.5
13.5		49.81	42.14	32.24	20.60	11.34	6.59	8.28	15.87	26.91	38.11	47.41	51.72	13.5
14.5		44.38	37.13	27.67	16.47	7.53	2.93	4.57	11.90	22.55	33.29	42.13	46.17	14.5
15.5		37.46	30.56	21.51	10.77	2.19	2.22	0.65	6.39	16.60	26.89	35.32	39.17	15.5
16.5		29.78	23.07	14.30	3.93	4.33	8.55	7.05	0.29	9.56	19.51	27.69	31.44	16.5
17.5		21.85	15.17	6.52	3.64	11.67	15.75	14.30	7.75	1.86	11.66	19.77	23.50	17.5
18.5		14.08	7.30	1.41	11.54	19.48	23.49	22.07	15.62	6.07	3.75	11.96	15.77	18.5
19.5		6.82	0.17	9.09	19.39	27.41	31.42	30.00	23.52	13.84	3.81	4.63	8.57	19.5
20.5		0.40	6.87	16.12	26.77	35.03	39.15	37.70	31.02	21.03	10.65	1.88	2.23	20.5
21.5		4.83	12.40	22.04	33.16	41.82	46.16	44.62	37.62	27.17	16.34	7.20	2.92	21.5
22.5		8.54	16.39	26.39	37.98	47.09	51.70	50.07	42.65	31.72	20.47	11.00	6.57	22.5
23.5		10.48	18.48	28.70	40.60	50.03	54.85	53.14	45.42	34.16	22.65	12.99	8.47	23.5

Gráfica del ángulo de incidencia en los colectores cilindro parabólicos

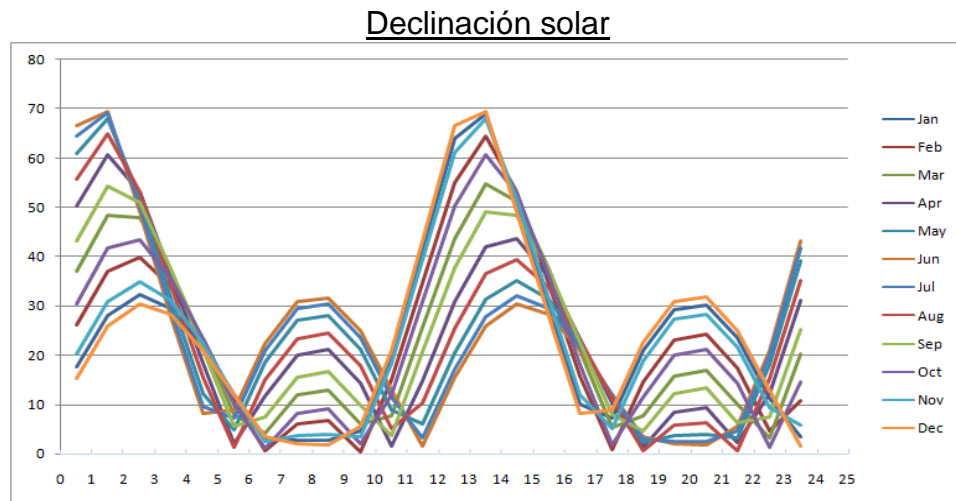
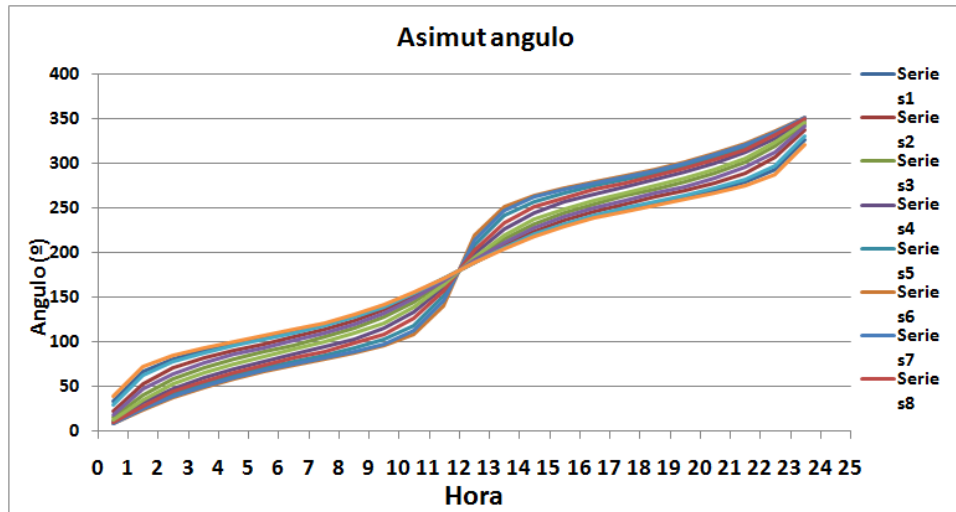


Altura solar



Asimut solar

REPOTENCIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE CERRO PRIETO DE LA CFE, INCORPORANDO EL USO DE ENERGÍA SOLAR



Estimación de la cobertura de nubes⁹⁰

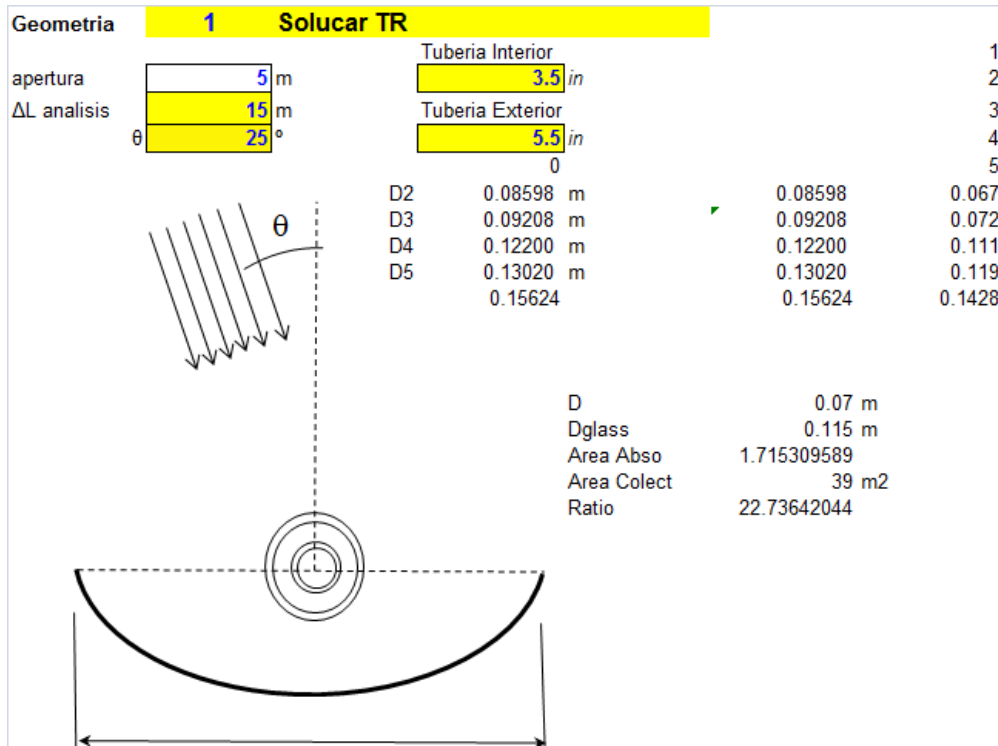
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
ω	1.325070588	1.423089	1.537955	1.669219	1.78038437	1.842866965	1.82005892	1.72469085	1.59777309	1.47083289	1.35697658	1.29847401
Declination	-21.27	-13.25	-3.01	8.94	18.42	23.27	21.54	13.78	2.47	-9.07	-18.76	-23.29
N día el 15 cada mes	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
Extrater.rad. (kJ/m2.dia)	18660	24092	29169	34950	40853	43583	41770	37539	31789	26655	21202	17919
Extrater.rad. (kWh/m2.dia)	5.18	6.69	8.10	9.71	11.34	12.10	11.60	10.42	8.83	7.40	5.89	4.98
Smax	10.12	10.87	11.75	12.75	13.60	14.08	13.90	13.18	12.21	11.24	10.37	9.92
Horiz. Rad.* (Wh/m2.dia)	4126	4739	5430	5703	5634	5629	5521	5645	5095	4655	4011	3521
	4.126	4.739	5.43	5.703	5.634	5.629	5.521	5.645	5.095	4.655	4.011	3.521
Altura	260	m										

⁹⁰ Programa SAM Versión 2010 4.12 Solar Advisor Model

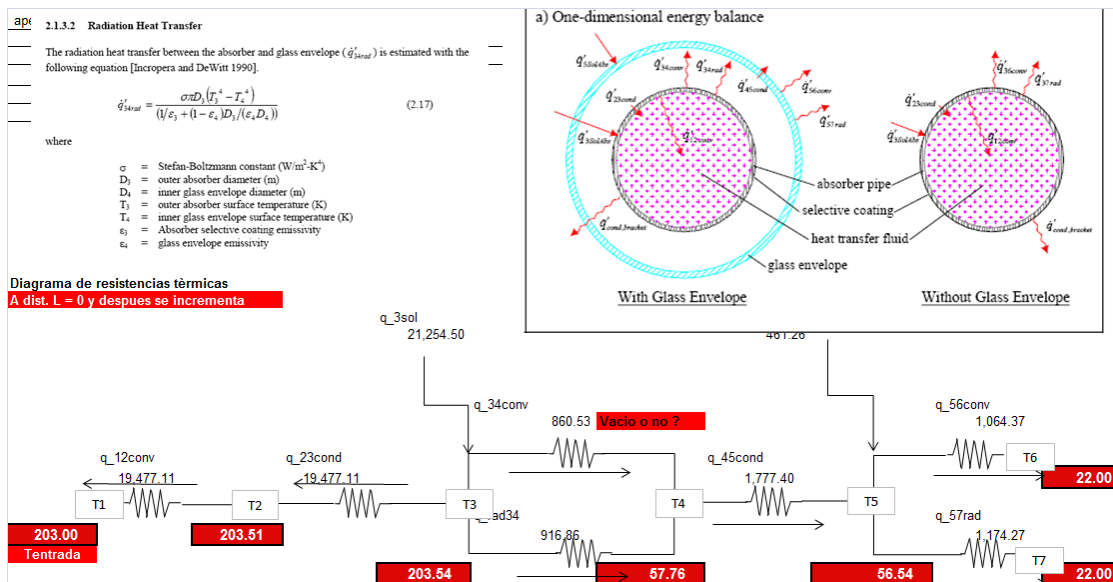
ANEXO 3

Cálculos; datos climáticos, geometría del colector, etc.

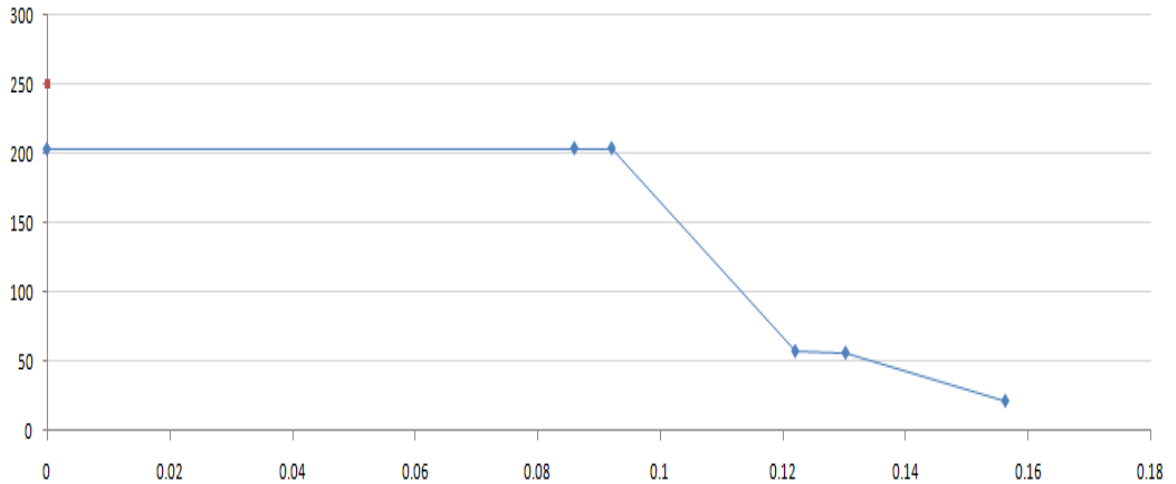
Geometría del colector seleccionado



Análisis de la transferencia de calor en la tubería de los colectores solares.



Perfil de Temperaturas



Calculo de las propiedades de la tubería

Tamaño nominal de la tubería (pulgadas)	Diámetro exterior		Grosor de la pared		Diámetro interior			Area de flujo	
	(pulg)	(mm)	(pulg)	(mm)	(pulg)	(pie)	(mm)	(pie ²)	(m ²)
0.125	0.25	6.35	0.035	0.889	0.18	0.015	4.572	1,767 x 10 ⁻⁴	1,642 x 10 ⁻⁵
0.25	0.375	9.53	0.049	1.245	0.277	0.0231	7.036	4,185 x 10 ⁻⁴	3,888 x 10 ⁻⁵
0.375	0.5	12.7	0.049	1.245	0.402	0.0335	10.21	8,814 x 10 ⁻⁴	8,189 x 10 ⁻⁵
0.5	0.625	15.88	0.049	1.245	0.527	0.0439	13.39	1,515 x 10 ⁻³	1,407 x 10 ⁻⁴
0.625	0.75	19.05	0.049	1.245	0.652	0.0543	16.56	2,319 x 10 ⁻³	2,154 x 10 ⁻⁴
0.75	0.875	22.23	0.065	1.651	0.745	0.0621	18.92	3,027 x 10 ⁻³	2,812 x 10 ⁻⁴
1	1.125	28.58	0.065	1.651	0.995	0.0829	25.27	5,400 x 10 ⁻³	5,017 x 10 ⁻⁴
1.25	1.375	34.93	0.065	1.651	1.245	0.1037	31.62	8,454 x 10 ⁻³	7,854 x 10 ⁻⁴
1.5	1.625	41.28	0.072	1.829	1.481	0.1234	37.62	1,196 x 10 ⁻²	1,111 x 10 ⁻³
2	2.125	53.98	0.083	2.108	1.959	0.1632	49.76	2,093 x 10 ⁻²	1,945 x 10 ⁻³
2.5	2.625	66.68	0.095	2.413	2.435	0.2029	61.85	3,234 x 10 ⁻²	3,004 x 10 ⁻³
3	3.125	79.38	0.109	2.769	2.907	0.2423	73.84	4,609 x 10 ⁻²	4,282 x 10 ⁻³
3.5	3.625	92.08	0.12	3.048	3.385	0.2821	85.98	6,249 x 10 ⁻²	5,806 x 10 ⁻³
4	4.125	104.8	0.134	3.404	3.857	0.3214	97.97	8,114 x 10 ⁻²	7,538 x 10 ⁻³
5	5.125	130.2	0.16	4.064	4.805	0.4004	122	1,259 x 10 ⁻¹	1,170 x 10 ⁻²
6	6.125	155.6	0.192	4.877	5.741	0.4784	145.8	1,798 x 10 ⁻¹	1,670 x 10 ⁻²
8	8.125	206.4	0.271	6.883	7.583	0.6319	192.6	3,136 x 10 ⁻¹	2,914 x 10 ⁻²
10	10.125	257.2	0.338	8.585	9.449	0.7874	240	4,870 x 10 ⁻¹	4,524 x 10 ⁻²
12	12.125	308	0.405	10.287	11.315	0.9429	287.4	6,983 x 10 ⁻¹	6,487 x 10 ⁻²

ANEXO 4

ICS070 Ud Intercambiador de placas.

Intercambiador de placas desmontables de acero inoxidable, tipo M6M, potencia 465 kW, placas de 920x320 mm, modelo EI0600019 "CLIBER-SOLTHERM".

Descompuesto	Ud	Descomposición	Rend.	p.s.	Precio partida
mt38cli300ubau	Ud	Intercambiador de placas desmontables de acero inoxidable, tipo M6M, potencia 465 kW, placas de 920x320 mm, modelo EI0600019 "CLIBER-SOLTHERM", de 19 placas, bastidor formado por dos placas de acero al carbono, acabado con pintura epoxi y juntas desmontables de caucho nitrilo NBR (temperatura máxima de diseño 95°C).	1.000	2859.00	2859.00
mt37sve010g	Ud	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 2".	2.000	36.66	73.32
mt37sve010h	Ud	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 2 1/2".	2.000	68.63	137.26
mt42www040	Ud	Manómetro con baño de glicerina y diámetro de esfera de 100 mm, con toma vertical, para montaje roscado de 1/2", escala de presión de 0 a 5 bar.	4.000	11.00	44.00
mt42www050	Ud	Termómetro bimetalico, diámetro de esfera de 100 mm, con toma vertical, con vaina de 1/2", escala de temperatura de 0 a 120°C.	4.000	21.00	84.00
mt38www011	Ud	Material auxiliar para instalaciones de A.C.S.	1.000	1.45	1.45
mo002	h	Oficial 1º calefactor.	2.263	22.56	51.05
mo053	h	Ayudante calefactor.	2.263	20.39	46.14
	%	Medios auxiliares	2.000	3296.22	65.92
	%	Costes indirectos	3.000	3362.14	100.86
Coste de mantenimiento decenal: 727,23 € en los primeros 10 años.					
				Total:	3463.00



Tipo



M6M

Juntas



De caucho nitrilo NBR (temperatura máxima de diseño 95°C)

[Ampliar](#) [Ocultar los capítulos](#) [Precios en otras provincias](#)

Exportación **FIE**  **BDC** 

REPOTENCIACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA DE CERRO PRIETO DE LA CFE, INCORPORANDO EL USO DE ENERGÍA SOLAR



ICS070 Ud Intercambiador de placas. 3.963,53

Intercambiador de placas desmontables de acero inoxidable, tipo M6M, potencia 640 kW, placas de 920x320 mm, modelo EI0600025 "CLIBER-SOLTHERM".

Descompuesto	Ud	Descomposición	Rend.	p.s.	Precio partida
mt38cli300xbax	Ud	Intercambiador de placas desmontables de acero inoxidable, tipo M6M, potencia 640 kW, placas de 920x320 mm, modelo EI0600025 "CLIBER-SOLTHERM", de 25 placas, bastidor formado por dos placas de acero al carbono, acabado con pintura epoxi y juntas desmontables de caucho nitrilo NBR (temperatura máxima de diseño 95°C).	1,000	3.316,00	3.316,00
mt37sve010g	Ud	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 2".	2,000	36,66	73,32
mt37sve010h	Ud	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 2 1/2".	2,000	68,63	137,26
mt42www040	Ud	Manómetro con baño de glicerina y diámetro de esfera de 100 mm, con toma vertical, para montaje roscado de 1/2", escala de presión de 0 a 5 bar.	4,000	11,00	44,00
mt42www050	Ud	Termómetro bimetalico, diámetro de esfera de 100 mm, con toma vertical, con vaina de 1/2", escala de temperatura de 0 a 120°C.	4,000	21,00	84,00
mt38www011	Ud	Material auxiliar para instalaciones de A.C.S.	1,000	1,45	1,45
mo002	h	Oficial 1º calefactor.	2,715	22,56	61,25
mo053	h	Ayudante calefactor.	2,715	20,39	55,36
	%	Medios auxiliares	2,000	3.772,64	75,45
	%	Costes indirectos	3,000	3.848,09	115,44
Coste de mantenimiento decenal: 832,34 € en los primeros 10 años.				Total:	3.963,53

Pliego de condiciones

UNIDAD DE OBRA ICS070: INTERCAMBIADOR DE PLACAS.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.

Suministro e instalación de **intercambiador de placas desmontables de acero inoxidable, tipo M6M, potencia 640 kW, placas de 920x320 mm, modelo EI0600025 "CLIBER-SOLTHERM", de 25 placas, bastidor formado por dos placas de acero al carbono, acabado con pintura epoxi y juntas desmontables de caucho nitrilo NBR (temperatura máxima de diseño 95°C)**, incluso válvulas de corte, manómetros, termómetros, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado.

CRITERIO DE MEDICIÓN EN PROYECTO.

Unidad proyectada, según documentación gráfica de Proyecto.

CONDICIONES PREVIAS QUE HAN DE CUMPLIRSE ANTES DE LA EJECUCIÓN DE LAS UNIDADES DE OBRA.

DEL SOPORTE.

Se comprobará que su situación se corresponde con la de Proyecto y que la zona de ubicación está completamente terminada.

FASES DE EJECUCIÓN.

Replanteo. Colocación del interacumulador. Conexionado.

CONSERVACIÓN Y MANTENIMIENTO.

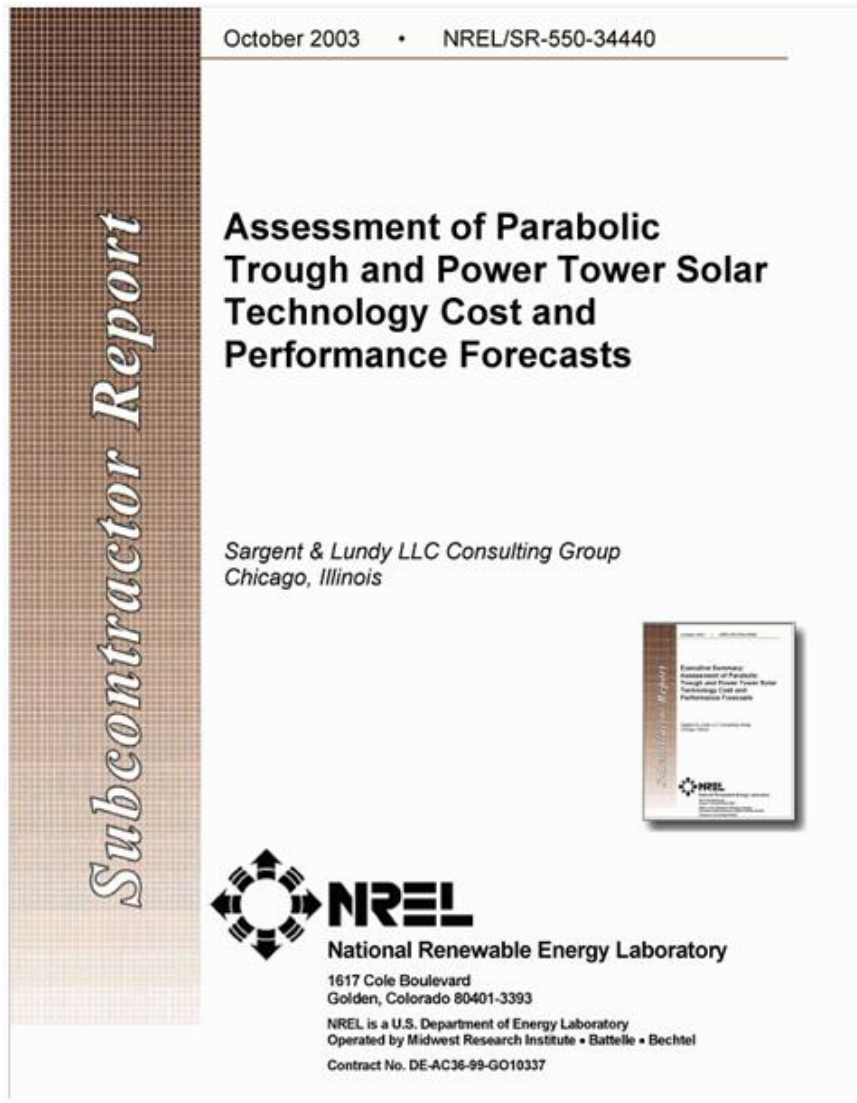
Se protegerá frente a golpes y salpicaduras.

COMPROBACIÓN EN OBRA DE LAS MEDICIONES EFECTUADAS EN PROYECTO Y ABONO DE LAS MISMAS.

Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.

Residuos generados

Código LER	Residuos generados	Peso (kg)	Volumen (l)
15 01 01	Envases de papel y cartón.	0,288	0,384



http://books.google.com.mx/books?id=aCsttXJT1p0C&pg=PA388&lpg=PA388&dq=prix+echang eur+plaque+huile+transfert&source=bl&ots=l5OcmLFFzE&sig=KjXbzo2uQZUwS_eEJYOHuW_ fjl&hl=es&ei=sYT9StGaDNKTIafd9t2VCw&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=6&ved=0C CEQ6AEwBQ#v=onepage&q=&f=false
http://cgi.ebay.fr/echangeur-a-plaques-pour-chauffage,solaire-30plaq- 45Kw_W0QQitemZ250492149983QQcmdZViewItemQQimsxZ20090903?IMSfp=TL0909031410 01r14991
http://books.google.fr/books?id=9jTMWn- Qh10C&pg=PT199&lpg=PT199&dq=cost+therminol+VP1&source=bl&ots=u4QRxTd- vv&sig=f2Rz6Vp1xi1c1- wkia4gMs6EcY4&hl=es&ei=eygHS4z7B8mklAeUrY2FBA&sa=X&oi=book_result&ct=result&resn um=2&ved=0CA0Q6AEwATgK#v=onepage&q=&f=false

BIBLIOGRAFÍA y REFERENCIAS

Bibliografía

- Fundamentos de Ingeniería Económica; Gabriel Baca Urbina; McGraw-Hill; 1994.
- Ingeniería Económica; Leland Blank, Anthony Tarquin; McGraw-Hill, 2006.
- Financiamiento de proyectos: técnicas modernas de ingeniería económica; John D. Finnerty; Prentice Hall; 1998.
- Principios de ingeniería económica; Eugene I. Grant, W. Grant Ireson, Richard S. Leavenworth; Continental; 1980.
- Plantas y Sistemas Avanzados de Generación de Potencia; Facultad de Ingeniería; Notas del Dr. Gabriel León de los Santos; 2009.
- Uso eficiente y ahorro de la energía; Facultad de Ingeniería; Notas del Ing. Luis E. Noriega Giral; 2006.
- Aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura – Sistemas termosolares de concentración” – Manuel Silva Pérez Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos
- “Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver” – R. Forristall – National Renewable Energy Laboratory
- Energías Alternas. Ingeniería Civil 313 Mayo 1995. “Calor del subsuelo para generar electricidad” Gerardo Hiriart Luis C. Negrín

Referencias

- Las Centrales eléctricas de colectores cilindro parabólicas de Andasol 1 a 3. Solar Millennium
- Fuente: “Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts” – National Renewable Energy Laboratory – Sargent & Lundy LLC Consulting Group Chicago, Illinois – October 2003
- Production induced boiling and cold water entry in the Cerro Prieto geothermal reservoir indicated by chemical and physical measurements. Grant M.A. A.H.
- Development history of Cerro Prieto (1973-2000). Gutiérrez Puente H (2008)
- Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE (2008)

- Update fluid flow model for the CPI area of the Cerro Prieto field. Gutiérrez y Rodríguez
- Evolución del sector CP-1 del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto BC y alternativas de explotación. Marco Rodríguez. CFE
- Studies for recovering injection capacity in Wells of the Cerro Prieto BC, geothermal field. Álvarez Julio CFE
- Informe del grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (informe 2007)
- Fernández Díez, Pedro. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria España
- Geothermal Education Office
- Dickson y Fanelli, Geothermal Energy
- Trillo y Angulo, Guía de la Energía Geotérmica
- Instituto de Ingeniería UNAM Proyecto IMPULSA IV 2009
- Hiriart y Gutiérrez Comisión Federal de Electricidad gerencia de geotermia, 1992
- Ingeniería de la energía solar II Almanza, Instituto de Ingeniería UNAM
- Geothermal Power Plants: Applications. Case Studies and Environmental Impact
- Prontuario de datos Técnicos Centrales “Geotermoelectricas” Cerro Prieto CFE 2003
- Santoyo, Centro de Investigación en Energía CIE UNAM 2007
- Angström’s equation revisited – Harry Suehrcke – Solar Thermal Research Lab
- Manual de Geotermia. José Luis Quijano León (2006)

Referencias en internet (2010)

- Asociación Geotérmica Mexicana- www.geotermia.org.mx
- <http://comunidad.eduambiental.org>
- [http://www. formaselect. com/áreas temáticas/ medio ambiente/el proceso del cambio climático](http://www.formaselect.com/áreas temáticas/ medio ambiente/el proceso del cambio climático)
- <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- <http://www.powerfromthesun.net/book.htm>
- <http://spanish.alibaba.com/product-cgs/iris-t66-heat-conducting-oil-heat-transfer-oil--264092357.htm>
- <http://alava.generadordeprecios.info/ICS/ICS070.html>
- <http://www.docstoc.com/docs/13236507/%C3%A9changeurs-de-chaleur-2>
- <http://www.timeanddate.com/time/dst2009.html>
- <http://www.cie.unam.mx/~ojs/pub/Termodinamica/node48.html>

- <http://www.sdei.unam.mx/uaiife/Macro3.htm>
- <http://www.textoscientificos.com/energia/combustibles/gaseosos>
- <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=169>
- <http://www.iberdrolaingenieria.com/ibding/home.do>
- <http://www.iie.org.mx/publica/bolja98/foroja98.htm>
- http://app.cfe.gob.mx/informe2007/cont_01b.html