

**Universidad Autónoma De Baja California
Facultad de Ciencias Administrativas**



**EL MERCADO DE BONOS DE CARBON. UNA OPORTUNIDAD PARA
DESARROLLAR PROYECTOS DE GENERACION ELECTRICA MEDIANTE FUENTES
DE ENERGIA RENOVABLES. EL CASO DE LA GEOTERMIA**

Tesis

Que para obtener el grado de: **Maestro en Administración**

Presenta:
Héctor Gutiérrez Puente.

Director de Tesis:
M. en I. Héctor E. Campbell Ramírez

Mexicali, Baja California.

Diciembre del 2008.

CAPITULO I	4
INTRODUCCION	4
I.1 Antecedentes	5
I.2 Planteamiento del Problema	6
I.3 Objeto de la Investigación	8
I.4 Objetivos	8
I.5 Hipótesis:.....	8
CAPITULO II	9
PROCESO DE POSICIONAMIENTO	9
II.1 Estado del Arte	9
a) Caso San Jacinto	10
b) Caso Lihir.....	11
c) Caso Berlín	12
d) Caso Nasulo	13
e) Caso Darajat.....	14
II.2 Supuestos	15
II.3 Justificación.....	15
CAPITULO III	16
PROCESO DE SUSTENTACION.....	16
III.1 Marco Teórico	16
III.1.1 ¿Qué es el Protocolo de Kyoto?	16
III.2 Marco Contextual	20
III.2.1 El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).....	20
III.2.2 ¿Que es la Geotermia?.....	27
CAPITULO IV	33
PROCESO DE VERIFICACION	33
IV.1 El Campo Geotérmico de Tulechek.....	33
IV.2 Unidades de Ciclo Binario	34
IV.3 Capacidad del Campo de Tulechek	36
IV.4 Costos	37
IV.4.1. De Inversión:.....	37
IV.4.2. De Operación y Mantenimiento:	38
CAPITULO V.....	39
ANALISIS E INTERPRETACION DE RESULTADOS	39
V.1 Costo nivelado de generación	39
V.2 Emisiones de CO ₂ evitadas en el Proyecto de Tulechek.....	41
V.3 El Mercado internacional de Bonos de CO ₂	46
V.4 Resultados	49
V.4.1 Escenario sin Bonos de Carbono.	49
V.4.2. Escenario con venta de Bonos de Carbono.....	51
CAPITULO VI.....	55
EPILOGO	55
CONCLUSIONES	56
ACRONIMOS	58

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	61
REFERENCIAS DE INTERNET	63
ANEXO I	66
Países del Anexo I del Protocolo de Kyoto	66
ANEXO II	68
Análisis del Valor Presente	68

RELACION DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad Geotérmica Mundial	30
Tabla 2. Características Planta de Ciclo Binario	36
Tabla 3. Costo Nivelado de Generación.....	40
Tabla 4. Generación Eléctrica y Factores de Emisión. Sistema eléctrico BC.....	45
Tabla 5. Costo nivelado de generación (sin bonos de carbono)	50
Tabla 6. Costo nivelado de Generación (con Bonos de Carbono)	53
Tabla 7. Países del Anexo I del Protocolo de Kyoto	66
Tabla 8. Análisis Económico. Caso sin Bonos de Carbono.....	68
Tabla 9. Análisis Económico. Caso con Bonos de Carbono	69

RELACION DE FIGURAS

Figura 1. Concentración de CO2 en la atmósfera.	4
Figura 2. Esquema del Ciclo de un Proyecto MDL.....	23
Figura 3. Geothermal System	28
Figura 4. Círculo del Fuego.....	29
Figura 5. Proceso Geotérmico	31
Figura 6. Diagrama esquemático de una Planta de Ciclo Binario	35
Figura 7. Adicionalidad de un Proyecto MDL	42
Figura 8. Valor de los CRE's en el mercado 2007-2008	48
Figura 9. Composición del costo nivelado de generación.	51
Figura 10. Composición del costo nivelado de generación.	54
Figura 11. Composición del costo nivelado de generación.	54

CAPITULO I

INTRODUCCION

Existe ya una creciente comprensión de que el cambio climático es un fenómeno real y que acarrea potencialmente serias consecuencias para la sociedad y en general, para la vida humana. Este consenso en cambio, se ha dado de manera lenta y gradual. La posibilidad de que los denominados gases de efecto invernadero¹ (GEI) sean los causantes del incremento de la temperatura en la atmósfera terrestre a nivel mundial, fue postulada ya desde principios del siglo IX y sin embargo, ha sido hasta mediados del siglo pasado cuando los científicos tomaron este asunto con suficiente preocupación y se dieron a la tarea de medir y recabar datos e información directamente del medio ambiente. Rápidamente emergió una clara relación entre el inicio de la revolución industrial a principios de los años de 1900 y la acumulación de los gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre. Se han tomado muestras de núcleos de hielo de la antártica y mediante el análisis químico de pequeñas burbujas de aire atrapadas en el hielo, se ha podido reconstruir el incremento de alguno de los GEI más abundante en la atmósfera, como se puede apreciar en la Fig. 1.

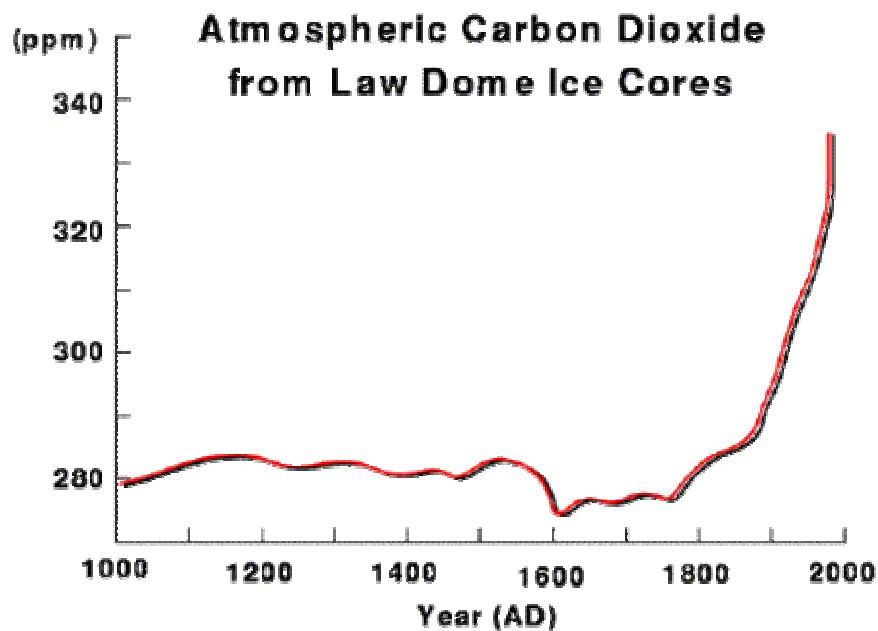


Figura 1. Concentración de CO₂ en la atmósfera.

Fuente: Firor, 1990

¹ Gases emitidos en los procesos industriales, agrícolas y ganaderos, principalmente el bióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄), los que los científicos asocian como causantes del calentamiento global de la tierra.

No obstante los datos duros colectados por la comunidad científica y las evidencias de desastres naturales cada vez mas frecuentes y destructivos (el huracán Andrew 1992, las inundaciones del Mississippi y Missouri de 1993, el Tsunami en los países asiáticos del 2004, la destrucción de New Orleans por el huracán Katrina en el año 2005, etc.) tanto los especialistas, como los gobiernos de los países y particularmente entre la sociedad en general, aun hay muestras de cierto escepticismo (Willis y Desjardins 2001,9) de asociar la actividad humana con el cambio climático. Al mismo tiempo, ha existido una fuerte oposición de algunos sectores y de algunos gobiernos a tomar acciones inmediatas que permitan estabilizar y luego reducir la emisión de los GEI a la atmósfera. Por ejemplo, algunas corporaciones y ciertos gobiernos, como el de los Estados Unidos, han estimado que los costos asociados al control y reducción de sus emisiones impactaría negativamente sus negocios y han tachado de alarmistas si no de exagerados algunas de las previsiones que se tienen sobre las consecuencias de no tomar acción para reducir las emisiones de los GEI a nivel internacional.

En el mundo de la economía y las finanzas, tradicionalmente el manejo ambiental de las empresas ha sido visto como un costo impositivo a las compañías y una suerte de “impuesto verde” por parte de los inversionistas, los cuales no le confieren generalmente ninguna utilidad o beneficio, sin embargo investigaciones recientes (Labat, S. et al 2002, 17) pretendiendo ligar el desempeño financiero de la empresa con el ambiental, han demostrado que existe una creciente aceptación de que un adecuado manejo ambiental conduce a incrementar el valor de las acciones de las empresas y mejorar sustancialmente su imagen y credibilidad ante la opinión pública, bajo la denominada “responsabilidad social”.

I.1 Antecedentes

Este trabajo se desarrolla en momentos en que la preocupación mundial por el calentamiento de la atmósfera terrestre, como producto de la emanación de los gases de efecto invernadero, se ha convertido en tema central ya no solo entre la comunidad científica y académica, sino entre la población de todo el planeta, por los evidentes efectos que esto tiene sobre la salud, seguridad y el desarrollo en todas las naciones del mundo, por lo que la iniciativa establecida por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)² es el instrumento fundamental para hacer frente al problema del cambio climático, que es como ya se reconoce, un problema de carácter universal.

Esta investigación se inscribe en los campos de la administración financiera, los negocios y el derecho internacional, abordando específicamente la ingeniería y el medio ambiente, íntimamente relacionados con la generación de energía eléctrica, el uso de las fuentes de energía renovables y la formulación y financiamiento de los

² United Nations Framework Convention on Climate Change. Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. ONU. Nueva York, 1992.

proyectos de inversión; todo ello en el marco de los Tratados Internacionales sobre el medio ambiente y el Cambio Climático, en particular, el del Protocolo de Kyoto³ (PK).

La experiencia y desarrollo profesional del autor, incide directamente en la formulación y desarrollo de un proyecto de generación de electricidad mediante el empleo de fuentes de origen natural, como el caso específico de la geotermia⁴ (Capítulo III), al haber estado involucrado en diversos proyectos de distintos países, lo que permite posicionar este trabajo en el contexto de la iniciativa de las Naciones Unidas y en particular, del Protocolo de Kyoto (PK) para estudiar las posibilidades que uno de los mecanismos establecidos en este Tratado, el denominado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL o CDM por sus siglas en inglés), sirva como elemento de apoyo y detonador de proyectos geotérmicos que han estado aplazados por no contar con la suficiente viabilidad económica en México.

Se pretende realizar un aporte sustantivo mediante esta investigación en lo concerniente a la comprensión y aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, para formular proyectos de generación de energía eléctrica utilizando fuentes renovables – geotermia en este caso- y lograr disminuir la percepción de riesgos y las barreras de entrada en el desarrollo de estos proyectos, ya sea por parte de una entidad pública o de una privada, al mostrar las mejoras financieras, ambientales y sociales logradas con las actividades del proyecto.

I.2 Planteamiento del Problema

México ha sido tradicionalmente un líder en la generación de electricidad utilizando la energía geotérmica, ya que desde los años de 1990 llegó a ocupar –y se mantiene hasta ahora- en el tercer sitio en cuanto a la capacidad de generación geotérmica se refiere (www.geothermal.org). La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el organismo público descentralizado del gobierno mexicano que se encarga de la operación y aprovechamiento de los campos geotérmicos actualmente en producción y ha realizado la exploración de la mayor parte del país a fin de lograr la identificación y evaluación de estos recursos. Se han identificado hasta ahora más de 1,450 sitios con posibilidades geotérmicas en México, sin embargo, se estima que la mayoría de estos sitios son de menor envergadura que los hasta ahora en funcionamiento (Torres-Rodríguez, 2000) o bien, se encuentran en sitios remotos lo que dificulta su aprovechamiento.

El gobierno de México pretende incrementar sustancialmente el uso y aprovechamiento de sus recursos naturales (SENER, Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016),

³ Acuerdo internacional derivado de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático que pretende nivelar y limitar las emisiones de gases causantes del calentamiento global de la tierra.

⁴ Geotermia: Aprovechamiento de la energía calorífica contenida en el interior de la tierra.

ampliando la matriz energética del país al incorporar decididamente las fuentes renovables de energía y a la vez, contribuir con el esfuerzo internacional para reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero, toda vez que se ha añadido como país signatario del Protocolo de Kyoto al haberlo firmado desde el año de 1993 y luego ratificado en el año 2000.

Ante este escenario, se presenta la oportunidad de que el mismo estado mexicano o bien los particulares, participen en el desarrollo de proyectos de generación de electricidad empleando las fuentes no convencionales de energía –viento, mareas, solar o geotermia- aprovechando la coyuntura mundial que presenta la creciente preocupación sobre el cuidado del medio ambiente, los altos costos de los hidrocarburos y las fuentes de financiamiento existentes en los mercados mundiales, y que apoyan el desarrollo de proyectos “verdes” o ambientalmente amigables.

Así, se desea llevar a cabo esta investigación y poder determinar si algunos proyectos de pequeña escala (< 1 Mega Watt⁵, MW) los cuales se encuentran aún sin desarrollar en México, serían susceptibles de llevarse a cabo si estos fueran formulados como proyectos MDL, los cuales al generar los bonos de carbono con las actividades del proyecto, logran fortalecer su posición financiera durante los años de operación, pero sobre todo, contribuir a incrementar la oferta de energía proveniente de las fuentes no convencionales de energía en el país, evitando así, el incremento de las emisiones de gases de efecto de invernadero generadas en centrales eléctricas quemando combustibles fósiles.

⁵ Mega Watt= 1,000 Kilowatt.

I.3 Objeto de la Investigación

El objeto de la investigación fue el mercado de los bonos de carbono y sus instrumentos financieros derivados del Protocolo de Kyoto, para apoyar los proyectos de mitigación de las emisiones de gases de efecto de invernadero.

I.4 Objetivos

El objetivo central de este trabajo, consistió en evaluar la contribución financiera de los bonos de carbono para el desarrollo de un proyecto de pequeña escala (< 1 MW) en la generación de energía eléctrica en el Valle de Mexicali.

Adicionalmente, se procuraron como objetivos específicos, los siguientes:

- Determinar la tipología de un proyecto MDL para geotermia.
- Analizar los costos e inversiones del proyecto.
- Determinar la cantidad de emisiones a la atmósfera que se dejarían de emitir.
- Calcular el costo nivelado de generación⁶ del proyecto.
- Contrastar la economía del proyecto contra otras fuentes de generación disponible.

I.5 Hipótesis:

Los bonos de carbono provenientes del mercado internacional de emisiones de CO₂, son la mejor opción para respaldar financieramente el desarrollo del proyecto geotérmico de Tulechek⁷ para la generación de energía eléctrica.

⁶ Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasiona el diseño y la construcción de una central generadora, mas los costos de su operación durante su vida útil, entre el valor de presente de la energía que aportará la central en dicho período. (COPAR, 2006).

⁷ Tulechek: Area geotérmica al sur de la cd. de Mexicali, B.C.México.

CAPITULO II.

PROCESO DE POSICIONAMIENTO

II.1 Estado del Arte

Al indagar en el escenario tanto nacional como en el internacional, consultando la Internet, asistiendo a dos foros sobre el financiamiento de carbono⁸ y dos Talleres sobre la implementación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en proyectos de generación de electricidad⁹, consultando literatura especializada y manteniendo comunicación con especialistas sobre el tema, se logró identificar hasta ahora 5 proyectos geotérmicos¹⁰ -ninguno de ellos en México- que ya han calificado para generar y comercializar sus Certificados de Reducción de Emisiones¹¹ (CRE's) al lograr reducir efectivamente sus emisiones de gases de efecto invernadero. De estos cinco proyectos, únicamente dos de ellos han hecho efectivo ya la obtención de sus bonos de carbono, lo cual los hace susceptibles a ser comercializarlos, negociados o intercambiados en el mercado internacional de emisiones, lo que seguramente ha venido dando liquidez y a fortalecer su flujo de efectivo a esos proyectos.

En México, hasta ahora no se ha propuesto llevar a cabo un proyecto de generación basado en el uso de los recursos geotérmicos como Proyecto MDL. La experiencia más parecida es el desarrollo del proyecto de generación eólico denominado La Venta II¹², de la Comisión Federal de Electricidad, proyecto inscrito y aprobado como proyecto MDL ante la Junta Ejecutiva del UNFCCC el mes de Abril del año 2007.

Sin embargo, la fuente más importante de información identificada hasta ahora, para enterarse de las novedades en los proyectos que pretenden o usan ya los bonos de carbono, ha sido sin duda alguna, el sitio oficial de la Junta Ejecutiva del MDL de las Naciones Unidas (<http://unfccc.int>) en donde es posible encontrar el estado actual de todos los proyectos registrados como MDL en sus distintas fases, pre-registro, registro, validación, certificación y emisión de CRE's.

⁸ Carbon Finance 2006. Risk and opportunities in emission markets. Environmental Finance Conferences. London, 9 & 10 October 2006. Geothermal Finance & Investment Summit –Workshop. INFOCAST. San Jose Ca. November 14-16, 2007.

⁹ Bonos de Carbono y Ahorro de Energía. SENER, may-2003. Seminario–Taller: Produciendo Ingresos y Desarrollo Sustentable en México. SEMARNAT-Gobierno del Estado de Sonora. Hermosillo Son, 5-6 septiembre 2005.

¹⁰ San Jacinto, en Nicaragua; Lihir, en Papua Nueva Guinea; Berlín, en El Salvador; Nasulo, en las Filipinas y Darajat, en Indonesia.

¹¹ Nombre con el que también se le conoce a los bonos de carbono, cuando estos han sido ya validados y certificados por la Junta Ejecutiva del CDM de las Naciones Unidas.

¹² La Venta II, en el Municipio de Juchitán, Oaxaca, donde se generarán 83 MW de electricidad aprovechando la fuerza del viento en esa zona del Istmo de Tehuantepec.

Para el caso específico de proyectos geotérmicos, como ya se mencionó, existen cinco casos los cuales han sido ya inscritos ante la Junta Ejecutiva del CDM de Naciones Unidas (ver Capítulo III), de los cuales, en dos de ellos ya se ha logrado obtener sus Certificados de Reducción de Emisiones. A continuación, se presenta un breve resumen de cada uno de ellos¹³, describiendo sus características principales así como la cantidad de emisiones a la atmósfera que pretenden evitar.

a) Caso San Jacinto

En este proyecto se instalará una planta geotérmica de generación de electricidad en la localidad de San Jacinto, en la República de Nicaragua. El proyecto está conducido por la compañía Polaris Geothermal Inc., a través de su subsidiaria, la nicaragüense San Jacinto Power, S.A. La energía eléctrica que se produzca será vendida mediante un contrato de suministro de energía a la española Unión Fenosa, que es una de las empresas distribuidoras en Nicaragua.

Este proyecto consiste en el desarrollo y construcción de una central geotermoeléctrica con una capacidad neta de generación de 66 MW, en dos instancias. La primera consiste en la instalación de 20 MW de capacidad en dos etapas, iniciando con una planta de 10 MW, mismos que ya se encuentran en operación desde finales del año 2005, y los restantes 10 MW se estiman concluir para finales del año 2009. El proyecto se culminará con la construcción de una planta a condensación que estará en total operación a finales del año 2011.

Mediante la explotación del campo geotérmico San Jacinto-Tizate, se logrará la producción de electricidad dejándose de generar hasta 532,000 MWh (66MW) de electricidad proveniente de las plantas de combustión fósil integradas al sistema eléctrico de la región, estimándose una reducción de hasta 360,000 toneladas métricas de bióxido de carbono equivalente al año (tCO₂e).

En el documento presentado a la Junta Ejecutiva del UNFCCC, se establece que tanto el socio accionista (Polaris Geothermal Inc.) como el grupo inversionista (Standard Bank), han considerado que el flujo de efectivo proveniente del CDM, es parte fundamental de este proyecto, y que el lograr capitalizar el ingreso por venta de los derechos de emisión desde la etapa inicial del proyecto, apoyaría decididamente la economía de este proyecto. Al realizar las proyecciones financieras del proyecto, Standard Bank determinó que se obtenía una mejora de hasta 2 puntos porcentuales en el cálculo de la tasa interna de retorno del proyecto entre tener o no el ingreso por ventas de los certificados de emisión generados en el proyecto y de 1.5% con respecto a la tasa preferencial de los Bonos Gubernamentales para Centroamérica.

¹³ Todos ellos pueden consultarse directamente en la página de la Junta Ejecutiva del CDM: www.cdm.unfccc.int

Hasta el primer trimestre del año 2007, este proyecto ha logrado validar y hacer efectivo Certificados de Reducción de Emisiones por un total de 50,000 tCO_{2e}.

b) Caso Lihir

Este es un proyecto minero localizado en Papua Nueva Guinea, en la isla de Lihir, en donde se proyecta instalar una planta generadora de electricidad utilizando el vapor que es extraído de los pozos de alivio construidos para disminuir la temperatura al interior de las minas. Los dueños de este complejo minero, Lihir Gold Limited, desean tomar ventaja de la abundante ocurrencia de los recursos geotermales que existen en numerosas islas del Pacífico, y a la vez de proveerse de la electricidad que su proceso minero para extraer el oro requiere, el cual usualmente es cubierto con energía proveniente de la red eléctrica sostenida con la generación de electricidad usando plantas diesel, que es la principal fuente de generación en la isla.

La compañía que maneja este proyecto minero (Lihir Management Company) la cual es una subsidiaria de Lihir Gold Limited, instaló en el año de 2003 una pequeña planta piloto de 6 MW de capacidad, a fin de aprovechar el vapor que se extrae de los pozos de alivio que son perforados en los tiros de las minas y lograr reducir la temperatura al interior de la mina y a la vez, desfogar los gases que se acumulan al interior de la mina, al mismo tiempo que ganaron experiencia en el uso del recurso geotérmico para la generación de electricidad. El proyecto contempla desarrollar 33 MW de capacidad geotérmica seguido de una ampliación de otros 22 MW a fin de alcanzar los 55 MW que se tienen considerados en el proyecto completo y que se ha presentado ante la Junta Ejecutiva del UNFCCC.

Con el desarrollo de este proyecto utilizando los recursos geotérmicos existentes en la isla de Lihir, sus propietarios desean desplazar la energía eléctrica proveniente de las plantas de generación diesel que poseen, las cuales emiten considerables cantidades de contaminantes a la atmósfera, tales como los óxidos de nitrógeno y sulfuro, monóxido de carbono y partículas finas generar esa misma energía al utilizar el vapor producido en los pozos de alivio de la mina, estimando que se podrían desplazar un promedio de 411 GWh de energía eléctrica proveniente de la quema de combustibles fósiles y evitando emitir cerca de 286,000 tCO_{2e} al año.

Los análisis financieros y de sensibilidad efectuados por parte de los interesados, muestran que este proyecto es financieramente inviable si no cuenta con un estímulo económico externo, como pudiera ser la venta de los certificados de emisiones que se pudieran generar con la operación de la planta geotérmica. Se estima que se pudiera lograr a valor presente, un ingreso de USD \$10 millones anuales si los créditos de carbono se vendieran por €6 Euros/certificado, lo cual aliviaría significativamente el flujo de caja del proyecto, aunado a la eliminación de varias de las barreras de entrada que se tiene en un proyecto de esta naturaleza, tales como el riesgo de la inversión, la

incertidumbre en la capacidad del recurso geotérmico, los riesgos del desempeño tecnológico, etc., debido a que el 100% de los fondos para este proyecto, provienen de inversionistas privados.

Durante el año 2006, la Minera Lihir ha logrado generar y verificar un total de 52,388 tCO_{2e}, lo que seguramente se incrementará una vez que se concluya la construcción y puesta en servicio el total de la capacidad proyectada.

c) Caso Berlín

El proyecto geotérmico de Berlín, en la república de El Salvador, consiste en llevar a cabo la ampliación de la actual capacidad instalada en ese campo geotérmico, el cual es de 63 MW con dos unidades a condensación de 31.5 MW cada una, los cuales son alimentados por el vapor producido por 8 pozos perforados en el yacimiento geotérmico de Berlín. LaGeo, SA de CV, propietario de este recurso, planea instalar una planta adicional con una capacidad de 44 MW alimentada por el vapor que producirán 10 nuevos pozos que se perforarían como parte de este proyecto, a fin de cubrir la creciente demanda de energía que se tiene en ese país. Participa en este proyecto la Corporación Andina de Fomento (CAF) como intermediaria en beneficio de Los Países Bajos (The Netherlands) y quienes capitalizarían los Certificados de Reducción de las Emisiones que se obtuvieran.

Al llevarse a cabo este proyecto de ampliación en el campo Berlín, se desplazará del sistema interconectado de El Salvador cerca de 350 GWh anuales de electricidad producida principalmente mediante la quema de combustibles fósiles y que representa cerca del 45% de la energía que se abastece al sistema interconectado de este país. Así mismo, el proyecto de ampliación que LaGeo permitirá reducir la importación de electricidad de los países vecinos, principalmente de Guatemala y que en el año del 2004 contabilizó el 12% de la energía eléctrica al sistema interconectado, adicionalmente, el proyecto de ampliación Berlín, evitará descargar anualmente a la atmósfera, cerca de 190,000 tCO₂ de gases causantes del efecto de invernadero.

El proyecto Berlín ya había sido propuesto inicialmente para desarrollar 5 MW como un proyecto CDM en el año 2001, sin embargo, sin la ratificación aun del Protocolo de Kyoto y con el aun incipiente mercado de emisiones europeo, no fue posible lograr la aprobación de parte de la junta ejecutiva de UNFCCC para este proyecto; sin embargo, la experiencia ganada en este proceso ha sido fundamental para replantear la expansión de la capacidad del campo geotérmico de Berlín. El proyecto de LaGeo será el primer proyecto geotérmico a ser desarrollado en su totalidad por una entidad privada en El Salvador y se estima que la aprobación y posterior emisión de los Certificados de Reducción de Emisiones, será fundamental para dar viabilidad financiera a este proyecto CDM.

d) Caso Nasulo

Este es un proyecto geotérmico en donde se instalará una planta generadora de 20 MW de capacidad, la que se ubicará en la municipalidad de Valencia, provincia de Negros Oriental, en la república de Filipinas. La electricidad generada por este proyecto desplazará la energía generada por plantas que utilizan combustibles fósiles, por lo que se reducirá la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera en una cantidad que se estima será de 75,000 tCO_{2e} cada año en el período de acreditación (2008-2015).

El proyecto será desarrollado por la paraestatal Philippine National Oil Company (PNOC) y el corporativo Energy Develepoment Corporation (EDC) en un acuerdo de participación de 20 años de vigencia. Además participa el Internacional Bank of Reconstruction and Development como fideicomisario del Fondo del CDM de los Países Bajos (The Netherlands). Se estima que la central generadora operará con un factor de planta del 80% por lo que se tendrá una generación anual aproximada de 140 GWh. El vapor que alimentará a esta central se obtendrá del campo geotérmico de Southern Negros.

La generación de electricidad para alimentar el sistema Luzon-Viscayas, al cual se conectará este nuevo desarrollo, está basado en la generación de plantas diesel, con un significativo impacto al medio ambiente, por lo cual integrar 20 MW de generación mediante el uso de un recurso natural como la energía geotérmica, contribuirá sustancialmente a cubrir la demanda de electricidad de ese sistema eléctrico además de evitar la emisión de gases de efecto de invernadero a la atmósfera.

Se ha determinado que este proyecto no resulta financieramente atractivo, como lo son otras opciones de generación disponibles en las Filipinas, además de encontrar numerosas barreras que lo hacen difícil en su consecución sin el apoyo del CDM. Muchas de estas barreras, están relacionadas con el hecho de que en las Filipinas se ha privatizado el sector de generación de electricidad a partir del año 2001 y de que el financiamiento para adquirir concesiones para desarrollos geotérmicos, ha desaparecido luego de la privatización. Ahora los desarrolladores privados deben conseguir fuentes locales de financiamiento, las cuales son usualmente mucho más altas y con períodos de vencimientos menores (las tasas de interés están ahora en denominación de pesos filipinos y se pagan de 8% a 9.5% contra el 1% al 5% que pagaron los anteriores desarrollos geotérmicos y plazos de 15 años cuando antes fueron de 25-33 años). Adicionalmente, la mayor parte de las fuentes de financiamiento locales están denominados en pesos de ese país, los que han sufrido constantes devaluaciones en años recientes, creando un hueco financiero que pone en serios problemas a las empresas que participan en la implementación de estos proyectos, por lo que el promotor de este proyecto, la Sociedad PNOC-EDC está considerando el financiamiento proveniente del carbono, como una medida para enfrentar esta situación. Adicionalmente, el Banco de Desarrollo de Filipinas ha incluido previsiones

específicas en el contrato celebrado con el consorcio desarrollador para que este proyecto sea incluido en el CDM y una vez que el proyecto quede registrado ante la Junta Ejecutiva del CDM, el flujo de efectivo que se obtenga de la venta de los Certificados de Reducción de las Emisiones, quedarán en garantía colateral al préstamo realizado a la Sociedad, y de esta forma atenuar el riesgo del proyecto y lograr que se concrete dicho préstamo.

e) Caso Darajat

El proyecto de Darajat, próximo a la localidad de Garut, se encuentra ubicado en la isla de Java Oriental perteneciente a la república de Indonesia. El objetivo de este proyecto consiste en instalar una central geotermoeléctrica con una capacidad de 110 MW, y alimentarla con el vapor producido en el campo geotérmico de Darajat, el cual ha sido concesionado a la firma inglesa Chevron Geothermal Indonesia Ltd (CGI), antes Chevron Texaco Energy Indonesia Limited, la cual a su vez adquirió los derechos y responsabilidades de la firma Amoseas Indonesia Inc. y Texaco Darajat Ltd. mediante el Contrato de Operación Conjunta (JOC) con la estatal Pertamina (PT), encargada de la extracción de petróleo y gas en ese país y también mediante el Contrato de Venta de Energía (ESC), con la estatal Persero (PLN), operadora del sistema de transmisión y distribución de West Java.

En este proyecto participa como anfitrión el gobierno de Indonesia, como promotor de programas de diversificación y conservación de energías limpias y los gobiernos de Inglaterra e Irlanda del Norte, países listados en el Anexo 1 del Protocolo de Kyoto y quienes autorizarían la participación de Chevron Ltd en este proyecto, en donde la firma inglesa espera comercializar los certificados de reducción de carbono que se obtuvieran con la operación de la Central Geotérmica. Se estima que una vez que entre en operación de la central generadora Darajat III, se lograría reducir hasta 27,000 toneladas de CO_{2e} sobre un escenario de generación utilizando combustibles fósiles para producir la misma cantidad de energía.

En este caso particular, la empresa CGI debe competir internamente en el corporativo de Chevron Ltd, ya que en el portafolio de proyectos de inversión de la firma inglesa, casi el 80% del presupuesto anual de capital es invertido en nuevos proyectos de petróleo y gas, por lo que CGI debe obtener una tasa de retorno aceptable para poder llevarse a cabo. En el análisis de barreras financieras efectuado por la agrupación, se estima que aun con un precio moderado de venta de los CRE (4-6 euros/CRE), el flujo de efectivo del proyecto CDM, podría ser incrementado hasta en un 10% y un incremento en el valor presente neto del proyecto de hasta un 22%. Estas consideraciones fueron determinantes para la aprobación final del proyecto y su inclusión como un proyecto CDM.

II.2 Supuestos

Para propósitos de este trabajo, se considerará la situación imperante en el mercado de bonos de carbón, la cotización de esos bonos y los proyectos inscritos ante la Junta Ejecutiva del CDM al mes de abril del año 2008.

De los distintos tipos de proyectos de generación de electricidad y que usan energías renovables, se trata únicamente el caso de la geotermia, por ser el área de interés y experiencia del autor.

La investigación se limita al estudio del CDM (MDL) por ser el único de los Mecanismos establecidos en el PK que aplica en los proyectos a desarrollarse en países no parte del Anexo I (Ver capítulo III), que es el caso para México.

II.3 Justificación

Como ya se mencionó anteriormente, este trabajo de investigación se hace con el propósito de prestarlo como trabajo de Tesis para obtener el grado académico en la Maestría en Administración en la Facultad de Ciencias Administrativas de la UABC, seleccionando un proyecto que es de interés actual en la empresa en donde labora su autor, la Comisión Federal de Electricidad, y tratar de incorporarlo al propósito Institucional establecido por el actual gobierno de la república de contribuir en el desarrollo de las fuentes de energías renovables que ayuden a reducir el impacto que los proyectos de generación de energía eléctrica tienen sobre el entorno y sus consecuencias en el cambio climático mundial.

Al realizar el análisis de cómo funciona el Mecanismo de Desarrollo Limpio y entender como se gestiona y presenta ante la Junta Ejecutiva del UNFCCC un proyecto de generación de energía eléctrica que utilice los recursos geotérmicos, se estará en posibilidad de estructurar y plantear el desarrollo de alguno de los muchos sitios que ya han sido identificados con potencial geotérmico, mostrando la mejoría financiera que puede lograrse al hacer uso de los Certificados de Reducción de Emisiones, los cuales al ser comercializados en el mercado mundial de emisiones, permitiría incrementar el flujo de caja del proyecto, haciendo mas competitivo el costo de la energía que se produzca con ese desarrollo y por ende, despertar el interés de la paraestatal CFE o de los inversionistas privados en llevar a cabo su desarrollo.

Para propósitos de este trabajo, se ha seleccionado el caso del Campo Geotérmico de Tulechek, en el Valle de Mexicali, B.C., un campo ya estudiado desde los años de 1980 y que a la fecha, no ha logrado ser desarrollado. Sin embargo, actualmente CFE ha retomado su interés en el área por lo que se considera oportuno realizar el análisis de este proyecto.

CAPITULO III.

PROCESO DE SUSTENTACION

III.1 Marco Teórico

III.1.1 ¿Qué es el Protocolo de Kyoto?

Un Protocolo, es un acuerdo internacional autónomo pero que está vinculado a un Tratado ya existente¹⁴. Así, el Protocolo de Kyoto (www.unfccc.int/kyoto_protocol/) es el acuerdo global para reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero, aprobado en la ciudad de Kyoto, Japón, en diciembre de 1997, el cual es consecuencia de la tercera Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés), donde las naciones desarrolladas acordaron reducir hasta un 5.2 % en promedio sus emisiones de gases causantes del efecto de invernadero, en relación a la cantidad que emitieron en el año de 1990, estableciendo como objetivo de cumplimiento, el período comprendido de los años 2008 al 2012. (Labat, et al, 2007, 140).

El antecedente y origen de este acuerdo es la Convención Marco (UNFCCC) y que fue constituida durante la Conferencia sobre Desarrollo y Medio Ambiente, conocida también como la Cumbre de la Tierra, en la ciudad brasileña de Río de Janeiro en junio de 1992, la cual fue realmente la primera iniciativa de cooperación internacional en materia de mitigación de gases de efecto de invernadero y en donde se establecen las bases legales para que los participantes a la Convención dieran inicio a la estabilización de los GEI en la atmósfera y evitar los cambios ambientales perjudiciales inducidos por la actividad humana sobre el clima.

El Protocolo de Kyoto, el cual es en realidad un addendum a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC) y las legislaciones nacionales que de ella emanan, tienen serias implicaciones en el mundo de los negocios, no únicamente para los emisores directos de estos gases de invernadero, sino también para las firmas o empresas que son consumidores de, o proveedores, para esos emisores, ya que los gobiernos de los países del Anexo I, así llamados, que son prácticamente todos los países desarrollados (a excepción de Australia y los Estados Unidos, quienes se han negado hasta ahora, a ratificar el Protocolo de Kyoto), establecen topes máximos de emisiones a su industria, que son básicamente siderúrgicas, generadoras de electricidad, papeleras, industrias cementeras, etc., las cuales son industrias intensivas en el uso de combustibles fósiles y que de no cumplir

¹⁴ United Nations (1992): United Nations Framework Convention on Climate Change. New York & Rio de Janeiro.

con estos límites de emisiones, se harían acreedores a fuertes sanciones económicas en sus respectivos países.

Para propósitos legales, los únicos seis gases de efecto de invernadero (GEI) especificados en el Protocolo de Kyoto son:

Dióxido de Carbono (CO_2)
 Metano (CH_4)
 Óxido Nitroso (N_2O)
 Hidrofluorocarbonos (HFC)
 Perfluorocarbonos (PFC)
 Hexafluorocarbono (SF_6)

Existen aproximadamente otros 25 GEI, tales como el Cloroformo y el Monóxido de Carbono, los cuales son considerados también como gases de efecto de invernadero, sin embargo, únicamente los seis gases anotados anteriormente son emitidos en cantidades suficientemente grandes para justificar su regulación por el Protocolo de Kyoto. El vapor de agua es así mismo, un importante gas causante del efecto de invernadero, pero este no es en sí, consecuencia de la actividad del ser humano, ya que los océanos proveen una gran cantidad de CO_2 a la atmósfera como resultado de la evaporación.

El dióxido de carbono (CO_2) proviene principalmente de la combustión de materiales y combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas), de reacciones químicas en procesos industriales (producción de cemento y acero), del decaimiento natural de algunos materiales, de las fumarolas volcánicas y termales, y en general, de la respiración de las plantas y de la vida animal. El CO_2 es removido de la atmósfera a través de la fotosíntesis y de su absorción en las aguas de los océanos.

El metano (CH_4) es uno de los más efectivos gases retenedores de calor. Este proviene del decaimiento de materiales sin la presencia de oxígeno (anaerobia). Las fuentes primarias incluyen a los humedales, los cultivos de arroz, los procesos digestivos de los animales y el ser humano, la extracción de combustibles fósiles y de la descomposición de la basura orgánica.

Los óxidos nitrosos (N_2O) provienen en forma natural principalmente de los suelos y de los océanos. Los humanos contribuyen en su producción a través de la agricultura y el uso de fertilizantes, la producción de nylon y de la combustión de materiales orgánicos y combustibles fósiles.

Los halocarbonos (HFC y PFC) son productos químicos de origen humano, elementos de la familia de los halógenos (bromo, cloro y fluro) y el carbón, los cuales son generados en procesos de manufactura y los usados como refrigerantes. Los halocarbonos son de los más efectivos gases causantes del efecto de invernadero por su potencial retenedor de calor; sin embargo, la mayoría de ellos están regulados bajo el Protocolo de Montreal (el Tratado para la protección de la capa de ozono). Estos

nuevos gases están regulados por el Protocolo de Kyoto ya que a pesar de ser ambientalmente compatibles con el ozono, son gases causantes del efecto de invernadero.

El Sulfuro Hexafluorado (SF_6) producido en la industria de la generación de electricidad, en los interruptores de circuito, en los aislamientos de gas de las subestaciones y en las estaciones de switcheo. Esta sola industria, es responsable del uso de un significativo porcentaje de las 6,500 a 7,500 toneladas métricas producidas anualmente a nivel mundial¹⁵.

A fin de poder establecer una sola unidad común de referencia para todas las transacciones, medidas y propósitos legales en el contexto del Protocolo de Kyoto, se ha convenido en utilizar el equivalentes de dióxido de carbono (CO_2e) como una medida estándar universal, mediante la cual puede ser evaluado el impacto de emitir (o dejar de emitir) los seis gases causantes del efecto de invernadero. Cada gas de los GEI tiene un Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA), el cual es en sí, una medida del impacto que un gas en particular, tiene sobre el “forzamiento radiactivo”; el cual puede ser definido como la cantidad de calor/energía adicional la cual es retenida en el ecosistema de la tierra por descargar ese gas a la atmósfera. El PCA de un gas en particular, describe su efecto sobre el cambio climático de manera relativa a una cantidad similar de dióxido de carbono y está dividido arbitrariamente en una tercera parte del “horizonte de tiempo” de veinte, cien y 500 años. Como base unitaria, el valor numérico del dióxido de carbono es 1.0 a través de cada uno de los intervalos de tiempo. Esto permite que los seis gases regulados por el Protocolo de Kyoto puedan ser convertidos a una unidad común de CO_2e para determinar su potencial de calentamiento global en un escenario de 100 años, de la siguiente forma:

El dióxido de carbono tiene un PCA de 1

El metano tiene un PCA de 21

El óxido nitroso tiene un PCA de 310

Los Halocarbonos tienen valores de PCA de 140 a 11,700

El sulfuro de hexafluoride tiene un PCA de 23,900

Lo anterior significa que en 100 años, una tonelada de metano tendrá un efecto sobre el calentamiento global que es 21 veces mayor que una tonelada de dióxido de carbono, 310 para el óxido nitroso, y así sucesivamente. No hay forma de determinar con precisión el PCA de un gas en particular, ya que ciertos gases permanecen en la atmósfera mucho más tiempo que otros. Lo incierto del rango de los halocarbonos para el fluorocarbono, proviene de la incertidumbre con respecto a su descomposición en la atmósfera en el largo plazo, ya que se trata de uno de esos gases creados recientemente.

¹⁵ www.co2.science.org

Los gases de corta vida, en general, son menos dañinos en el largo plazo que lo que son en el corto plazo, lo cual significa las equivalencias del bióxido de carbono de un gas en particular, puede variar significativamente en el tiempo.

La mayoría de los países industrializados (Anexo I) se han comprometido a reducir sus emisiones colectivas de gases de invernadero en un promedio de 5.2% para el primer período de cumplimiento del año 2008 al 2012, mientras que los países en desarrollo (no-Anexo B) no se encuentran en obligación aún de limitar sus emisiones. Las metas de reducción de emisiones de GEI (con respecto a los niveles de 1990) considerados para los países desarrollados bajo el Protocolo de Kyoto, han sido establecidos como sigue:

Suiza, Estados de Centro y Europa del Este, Comunidad Europea: meta de -8%

Estados Unidos: meta de -7%

Canadá, Hungría, Japón y Polonia: meta de -6%

Nueva Zelanda, Rusia y Ucrania: meta 0%

Noruega: meta de +1%

Australia: meta de +8%

Islandia: meta de +10%

El establecimiento de estas metas de reducción de las emisiones a la atmósfera, constituyen obligaciones y cargas económicas importantes a la industria de esos países, sin embargo, para asistir a los países desarrollados en el cumplimiento de sus metas de reducción de emisiones, el mismo Protocolo de Kyoto define algunas iniciativas internacionales que permiten el intercambio o comercio de las reducciones de emisiones entre países del Anexo I con países no listados en el Anexo I. Los más utilizados hasta ahora son:

El Comercio Internacional de Emisiones (IET); el cual consiste en la transferencia de reducciones de carbono entre países industrializados basadas en compras de derechos de emisión a países que están por debajo de sus cuotas. Las unidades de venta se denominan: Assigned Amount Units, o AAUs.

La Implementación Conjunta (JI); basado en las transferencias de créditos de emisiones entre países desarrollados, es un mecanismo basado en proyectos, permitiendo acreditar unidades de reducción de emisiones a favor del país inversor en proyectos de reducción de carbono. Las unidades de venta se denominan Emission Reduction Units, o ERUs.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (CDM); que es el único de los tres mecanismos que permite la implementación de proyectos entre los países del Anexo I y los países no incluidos en el Anexo I, que principalmente son los países en vías de desarrollo, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Las unidades de venta se denominan: Certified Emission Reductions, o CERs.

El Protocolo de Kyoto, adoptado en el año de 1997 durante la tercera sesión de la Conferencia de las Partes (COP.3), es el instrumento legal que establece por primera vez, un compromiso vinculante y específico de limitación de las emisiones netas de los gases de efecto invernadero, y se estableció entonces que el PK entraría en vigor “el nonagésimo día contado desde la fecha en que hayan depositado sus instrumentos de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión no menos de cincuenta y cinco Partes de la Convención, entre las que se cuenten Partes del Anexo I cuyas emisiones totales representen por lo menos, el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del Anexo I correspondiente a 1990”¹⁶, hecho que ocurrió el día 16 de febrero del año 2005, cuando Rusia ratificó el PK y este se convirtió en un instrumento legal luego de una larga ruta, desde la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro en 1992, convirtiéndose así en el primer instrumento internacional para hacer frente al calentamiento global producido por la emisión de los gases de efecto invernadero.

III.2 Marco Contextual

III.2.1 El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El Artículo 12 del PK define el Mecanismo de Desarrollo Limpio en los siguientes términos: “El propósito del MDL es ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención Marco y en el Anexo B del Protocolo de Kyoto, a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones” es decir, el espíritu del PK es doble: Por un lado, facilita a los países del Anexo I de la Convención (países desarrollados) el cumplimiento de sus compromisos de reducción y/o limitación de emisiones. Y por el otro lado, se promueve el desarrollo sostenible de los países en vías de desarrollo (los no Anexo I) y que no tienen esas obligaciones, a través de la transferencia de tecnologías respetuosas con el medio ambiente, es decir, limpias y eficientes. Lo anterior deriva del carácter global del problema de la emisión de GEI, ya que independientemente en que lugar se desarrolle el proyecto que evite estas emisiones, el beneficio será de carácter global, al mismo tiempo que se ayuda a los países con obligaciones de reducción de emisiones a cumplir sus cuotas compromisos y que les resulte muy costoso esa reducción en su propio país, optar por la compra, a un costo menor, de las Reducciones Certificadas de Emisiones (CRE's).

Existe por supuesto, reglamentación y procedimientos de cómo un proyecto puede ser inscrito al MDL para ser desarrollado en un país no Anexo I. En primer término, el país anfitrión de ese proyecto debe haber ratificado el PK, en segundo lugar, se debe utilizar

¹⁶ Fuente: United Nations Framework Convention on Climate Change. Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. ONU. Nueva York, 1992

la metodología aprobada por la Junta Ejecutiva del UNCCC para el establecimiento de la base de referencia y de vigilancia a la hora de cuantificar la reducción real de GEI que el proyecto logre, así como contar con los sistemas de información y revisión necesarios. Además el país anfitrión deberá contar con una Autoridad Nacional Designada (AND) para regular los proyectos del MDL, que es con frecuencia los Ministerios del Medio Ambiente de los países. Para el caso de México, esta responsabilidad la tiene la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). Finalmente, se deberá contar con un Registro Nacional, donde se contabilicen los CRE's asignados al país sede del proyecto, así como las transferencias y cancelaciones que puedan realizar.

En adición a la AND una Entidad Operativa Designada (AOD) debe estar acreditada por la Junta Ejecutiva del MDL (JE) y designada por la Conferencia de las Partes, la cual es la responsable de validar los proyectos MDL y de la presentación ante la JE para su aprobación y registro, así como también para la verificación y certificación de las reducciones de las CRE's. Es decir, una misma EOD no puede realizar la validación, verificación y certificación de un proyecto, dando así mayor certidumbre y transparencia a todos los participantes del proyecto y de que se hayan realmente llevado a cabo la reducción de emisiones de GEI. Sin embargo, la inclusión de distintas EOD en el ciclo del proyecto, encarece y hace más complejo el esquema operativo.

La Junta Ejecutiva (JE) del MDL es el órgano encargado de la supervisión del funcionamiento del MDL y se encuentra sujeta a la autoridad de la Conferencia de las Partes (CP) en calidad de Reunión de las Partes (RP) del Protocolo de Kyoto, y su responsabilidad principal es aprobar las metodologías para la cuantificación de las reducciones de emisiones, acreditar a las Entidades Operativas Designadas (EOD) de los países, poner a información pública las actividades de proyectos MDL que requieran financiamiento, así como las entidades que buscan oportunidades de inversión, a fin de ayudar a conseguir recursos para la ejecución de proyectos acogidos a este mecanismo.

Ya que ni la Junta Ejecutiva del MDL, ni el mismo Protocolo de Kyoto establece de manera explícita los tipos de proyectos elegibles en el sector energético, existen unos criterios básicos que deben de cumplir, independientemente de la tecnología o actividad de la que se trate. Estos criterios básicos pueden resumirse de la siguiente forma:

- Los proyectos MDL deben generar reducciones de emisiones de GEI en un país en desarrollo que sean reales, medibles y de largo plazo. La delimitación del proyecto definirá el ámbito en el cual ocurre la reducción de los GEI.
- Las reducciones de GEI deben ser adicionales. Este es un requisito básico para cualquier proyecto MDL. Para ser consideradas adicionales, sus emisiones de GEI deben ser menores que las emisiones que hubieran ocurrido en ausencia del proyecto; además, debe demostrarse que el proyecto no se habría implementado en ausencia del mecanismo MDL. Las reducciones adicionales de

GEI serán calculadas en relación a un escenario referencial hipotético que no incluye el proyecto, y que se define como base de referencia.

- Los proyectos MDL deben contribuir al desarrollo sustentable del país de acogida. El Protocolo de Kyoto establece que uno de los principales objetivos del MDL es la contribución al desarrollo sustentable de los países que no forman parte del Anexo I. Sin embargo, la demostración de que una tecnología o actividad contribuye al desarrollo sostenible de un país tiene una gran controversia, debido a que no está claramente definidas las directrices para la aplicación de este requisito, ya que los países de acogido son soberanos para escoger el modelo o vía de desarrollo sostenible que han de seguir.

Se presentan a continuación a manera de ejemplo algunos tipos de proyectos elegibles al MDL en función a los proyectos ya aprobados por la JE.¹⁷

- Sustitución de combustibles intensivos en carbono (diesel, carbón, otros) por combustibles menos intensivos (gas natural, energías renovables).
- Captura y utilización de metano de rellenos sanitarios.
- Captura y utilización de gases fugitivos de gasoductos, campos petroleros, otros.
- Captura y utilización de metano de las plantas de tratamiento de aguas residuales.
- Recuperación y utilización del metano de residuos animales
- Cambios en los procesos industriales que impliquen la reducción de GEI.
- Cogeneración
- Cambio de combustibles (por ejemplo, gasolina o diesel por gas natural) en vehículos del sector del transporte.
- Reducción de la frecuencia de la actividad del transporte,
- Reducción del metano en cultivos de arroz.
- Reforestación de áreas con especies nativas.
- Plantaciones de especies con fines energéticos (biomasa) en sustitución de combustibles fósiles.
- Otros.

En el año de 2001 durante la Conferencia de las Partes denominada COP7¹⁸ en la ciudad de Marrakech, se estableció que todos los proyectos que deseen registrar sus actividades bajo el MDL, necesitan satisfacer los mismos criterios y seguir el mismo procedimiento que se denomina “ciclo de proyectos MDL” ante el secretariado del UNCCC para poder negociar sus reducciones de GEI en el mercado de carbono (UNFCCC, 2001).

La secuencia de pasos que comprende normalmente el ciclo del proyecto MDL es la siguiente: 1) Identificación del proyecto MDL→ 2) Elaboración del Documento (escenario de línea base – adicionalidad – protocolo de monitoreo)→ 3) Aprobación por parte del país anfitrión (cumplimiento de regulaciones y criterios de desarrollo

¹⁷ <http://cdm.unfccc.int/>

¹⁸ <http://unfccc.int/cop7/>

sostenible)→ 4) Validación→ 5) Registro→ 6) Monitoreo de las actividades del MDL→ 7) Verificación y Certificación→ 8) Expedición de los CREs→ 9) Distribución y/o comercialización de los CREs.

Conviene recordar que una CRE corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (tCO_2e), calculada usando los potenciales de calentamiento atmosféricos definidos en la sección anterior. Esta unidad reducida y certificada por la JE del MDL, es una unidad ya válida para ser usada para satisfacer los compromisos de reducción de GEI asumidos en el marco del PK por los países del Anexo I, o pudiendo comerciar con ella en el comercio internacional de emisiones establecido por el mismo Protocolo de Kyoto (Artículo 5). En la Fig. 2 se pueden observar los diferentes pasos que comprenden normalmente un Ciclo del proyecto MDL.

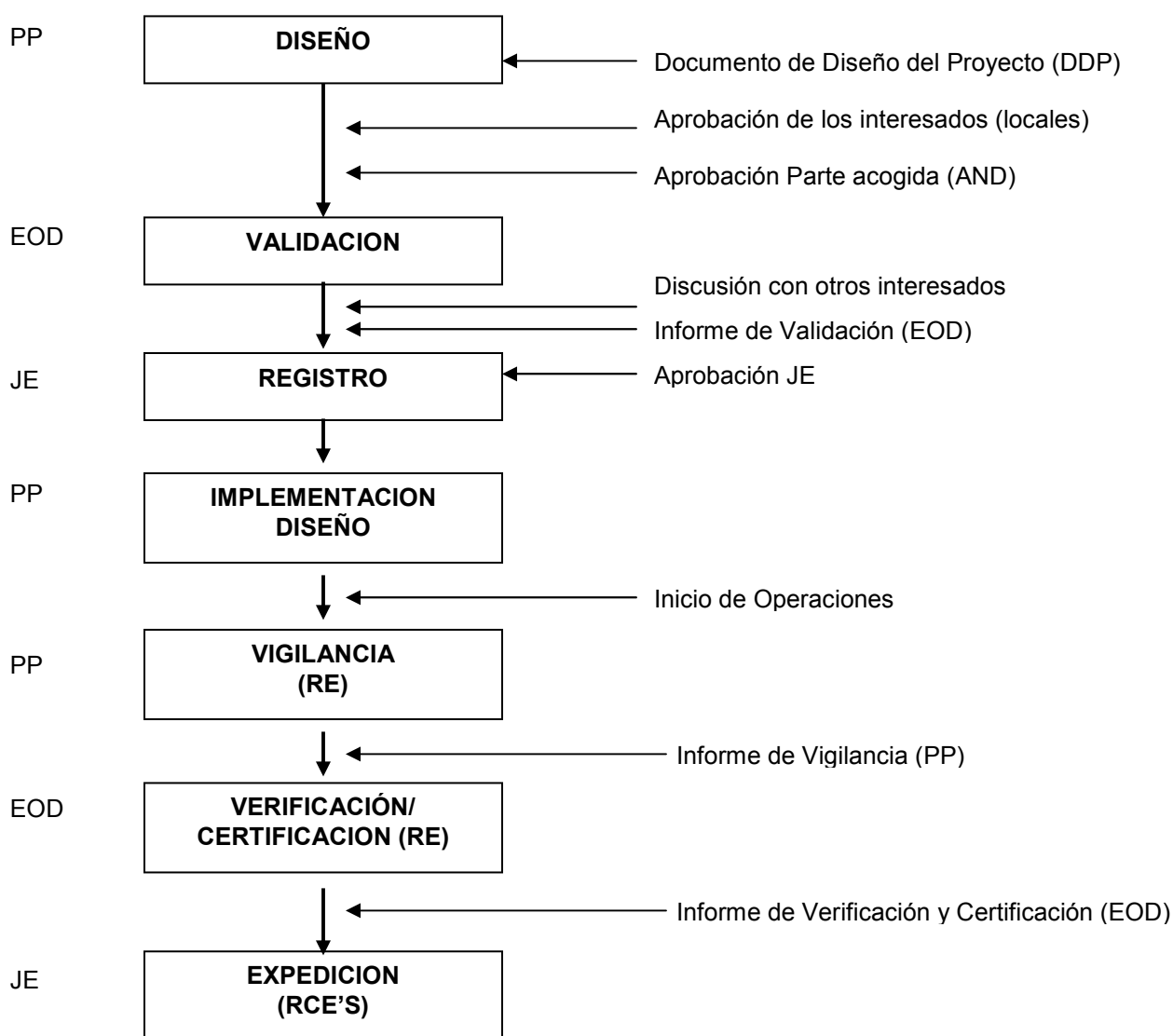


Figura 2. Esquema del Ciclo de un Proyecto MDL
Fuente: Programa Synergy-2002

El primer paso para la formulación de un proyecto MDL, es el de identificar si las actividades de un proyecto en específico son o no elegibles para el MDL, según los criterios detallados en la sección precedente. Una vez que el proyecto ha satisfecho las condiciones mínimas de la etapa de selección de proyectos MDL, se debe iniciar la fase de elaboración del Documento de Diseño del Proyecto o mejor conocido en inglés como: “Project Document Design (PDD)”, que es el documento oficialmente aceptado y reconocido por la Junta Ejecutiva (JE) del MDL en la UNCCC. El PDD básicamente se constituye en la piedra angular de todo el ciclo MDL, en el que se describen detalladamente todas las actividades que se van a desarrollar dentro del proyecto MDL y que contiene los lineamientos e instrucciones para que pueda ser completado por los proponentes del proyecto. El PDD se encuentra normado por los Acuerdos de Marrakech y su contenido se encuentra definido en el Apéndice B de la decisión 17/CP.7 (Naciones Unidas 2001).

Después de que el Proponente del Proyecto (PP) ha concluido con la elaboración del PDD de las actividades de su proyecto, debe seleccionar una EOD, que esté dentro de la lista reconocida por el Secretariado del UNCCC, y contratarla para realizar el proceso de validación.

La validación debe ser entendida como el proceso por el que se realiza una evaluación independiente de toda la documentación relevante para las actividades de un proyecto MDL. Esta labor la realiza una Entidad Operacional Designada (EOD), que necesariamente deberá estar acreditada ante la JE, bajo todos los requerimientos del MDL.

La EOD, que tiene una relación contractual con el PP, deberá revisar el PDD así como toda la documentación relevante que confirme que las actividades del proyecto propuesto al MDL, han satisfecho todos los requerimientos. Como producto del trabajo desarrollado por la EOD, ésta presenta el reporte de validación al Proponente del Proyecto (PP) para que las revise. Este reporte señalará si el proyecto, diseñado y documentado, satisface los criterios del Protocolo de Kyoto (PK) y las modalidades y procedimientos del MDL, como los criterios consistentes con las operaciones del proyecto, monitoreo y reporte. Los requerimientos de participación que deben ser satisfechos son los siguientes:

- 1) La participación de las Partes (países que firmaron el PK) en las actividades del proyecto MDL es voluntaria. Donde, las Partes que son participantes del MDL deben de haber designado una Autoridad Nacional Designada (AND) para el MDL y aquellas Partes no-Anexo I pueden participar siempre y cuando sean Partes del Protocolo de Kyoto.
- 2) Que se hayan recabado los comentarios de los grupos de “interesados y/o involucrados” que fueron invitados a formular sus observaciones y/o sugerencias sobre las actividades del proyecto MDL. Asimismo, se cuente con un resumen

de los comentarios recibidos y un reporte de la EOD sobre cómo estos fueron tomados en cuenta por el PP.

- 3) Los PP deben presentar toda la documentación referente al análisis de los Impactos Ambientales producidos por las actividades del proyecto o una Evaluación de Impacto Ambiental que esté en concordancia con las normas y procedimientos del país anfitrión.
- 4) Que las actividades del proyecto que generan una reducción de la emisión de GEI sean adicionales y que no ocurrirían ante la ausencia de las actividades del proyecto propuesto al MDL.
- 5) Las metodologías del Escenario de Línea Base y de Monitoreo cumplan con los requerimientos pertinentes a las metodologías aprobadas y/o consolidadas por la JE, o a las modalidades y procedimientos para establecer una Nueva Metodología.
- 6) Que las disposiciones para el monitoreo, verificación presentación del reporte y las actividades del proyecto MDL estén en concordancia con las reglas definidos en los Acuerdos de Marrakech y con las decisiones relevantes de la Conferencia de las Partes y/o reunión de las Partes (COP & MOP, siglas en inglés) y de la Junta Ejecutiva del MDL.

Finalmente, una vez que la EOD ha validado y la AND ha aprobado el proyecto, la EOD debe presentar la solicitud del Registro del proyecto ante la JE del MDL. Posteriormente, el reporte de validación se hace disponible al público en la página web de la UNCCC (<http://unccc.int/cdm>). El proyecto recibirá el Registro si no existiese alguna solicitud de revisión por parte de al menos tres miembros de la JE o de las Partes involucradas, en el lapso de las siguientes 8 semanas posteriores al recibo de la JE del MDL. Dicho Registro, es una aceptación formal de la JE de que las actividades del proyecto validado son actividades de un proyecto MDL y que son un prerequisite para la verificación, certificación y expedición de CREs resultantes de las actividades del proyecto MDL. El Registro es un requisito previo para la verificación, certificación y la expedición o emisión de los CREs en relación con las actividades de mitigación del proyecto.

El Monitoreo de las actividades del proyecto, realizado por el proponente del proyecto, únicamente significa un seguimiento al Plan de Monitoreo elaborado y propuesto por los proponentes del proyecto en el Documento de Diseño del Proyecto o PPD y que fue validado y registrado ante la JE del MDL, por lo que el monitoreo debe ser entendido como una revisión a los siguientes aspectos propuestos dentro del Plan de Monitoreo:

- 1) La recopilación y archivo de todos los datos relevantes necesarios para estimar o medir las emisiones antropogénicas por las fuentes de GEI que se produzcan en el ámbito del proyecto durante el período de acreditación;
- 2) La recopilación y el archivo de todos los datos necesarios para determinar la base de referencia de las emisiones antropogénicas por las fuentes de los GEI dentro del ámbito del proyecto durante el período de acreditación;

- 3) La determinación de todas las fuentes posibles de incremento de emisiones antropogénicas por las fuentes de GEI fuera del ámbito del proyecto que sean significativas y razonablemente atribuibles a las actividades del proyecto durante el período de acreditación, recopilación y el archivo de los datos correspondientes;
- 4) Procedimientos de garantía y control de la calidad para el proceso de vigilancia;
- 5) Procedimientos para el cálculo periódico de las reducciones de emisiones antropogénicas de GEI atribuibles a las actividades del proyecto MDL.

En la Reunión de la Conferencia de las Partes (COP11)¹⁹ el proceso de la Verificación viene definido como:

“La verificación es el examen periódico independiente y la determinación a *posteriori* por la EOD de las reducciones observadas de las emisiones antropogénicas por las fuentes de GEI que se hayan producido como resultado de una actividad del proyecto MDL registrada durante el período de verificación. La certificación es la seguridad dada por escrito por la EOD que durante un período determinado una actividad del proyecto consiguió las reducciones de emisiones antropogénicas por las fuentes de GEI que se han verificado”.

Sin embargo, en la misma Reunión se establecieron los aspectos que deben ser considerados en el proceso de revisión del Reporte de Monitoreo de las actividades señaladas en el Plan de Monitoreo del PDD:

- a) Las modificaciones del plan de vigilancia que los participantes deseen hacer para mejorar su exactitud y/o la exhaustividad de la información, deberán justificarse y se remitirán a la Entidad Operativa Designada (EOD) para su validación;
- b) Después de la vigilancia y la comunicación de la reducción de las emisiones antropogénicas de los CRE's, resultantes de una actividad del proyecto MDL durante un período determinado, se calcularán aplicando la metodología registrada y restando las emisiones antropogénicas efectivas para las fuentes de emisiones de referencia.

La expedición de los CREs se considerará como definitiva 15 días después de la fecha de recepción de la solicitud de expedición de CREs por parte de la JE del MDL, salvo que una de las Partes involucradas en las actividades del proyecto MDL, o por lo menos tres miembros de la JE del MDL soliciten una revisión del volumen propuesto para la expedición de CREs. Esta revisión únicamente se referirá sobre cuestiones de: a) fraude, b) falta profesional o incompetencia de las EOD designadas.

La expedición de los CREs debe estar en los términos pactados en el acuerdo de distribución pactado, en donde, un porcentaje debe ir destinado a los gastos administrativos operacionales del MDL, y en el entendimiento que la expedición de

¹⁹ www.unfccc/KP/COP/2005/8/Add.1,p21

CREs no se efectuará hasta que se hayan recibido la parte de los fondos devengados destinados a cubrir los gastos administrativos del MDL. Una vez que los fondos para administración han sido transferidos, se deben pagar el 2% del total de CREs a ser expedidos por las actividades del proyecto MDL, que irán destinados al Fondo de Adaptación²⁰.

Finalmente, el Administrador del Registro del MDL después de haber extraído los fondos para administración del MDL y para el Fondo de Adaptación, puede transferir los CREs restantes a las cuentas de los registros de las Partes y los participantes del proyecto, según lo especificado en su solicitud.

III.2.2 ¿Que es la Geotermia?

Para propósitos de este trabajo, limitaremos la definición de geotermia al uso y aprovechamiento de los recursos termales contenidos en el interior de la tierra para generar electricidad mediante la conversión de la energía térmica en electricidad.

La energía térmica contenida en el subsuelo ha sido utilizada por el hombre desde épocas remotas. Existen evidencias de que los Etruscos y Romanos usaron los manantiales de agua caliente para construir grandes baños públicos en el área de Sasso Pisano, en Italia, 300 años antes de la era cristiana (ENEL)²¹, siendo la explotación de las sales de boro existentes en los sitios con actividad hidrotermal, la principal aplicación industrial de estos recursos naturales, en especial para la industria alfarera.

La energía geotérmica es el calor almacenado en el interior de la tierra, a profundidades y temperaturas en extremo profundas (>10 Km.) para ser alcanzadas por los medios tecnológicos de perforación actuales. Sin embargo, la corteza terrestre presenta fallas y fracturas en ciertas zonas que permiten el ascenso de material ígneo, denominado magma, el cual se emplaza a profundidades que permiten calentar durante varios cientos de años los cuerpos de agua (acuíferos) en el subsuelo. Ver Figura 3. Existe en prácticamente toda la superficie terrestre un flujo de calor desde el centro de la tierra hacia la superficie, lo que produce un gradiente de temperatura de aproximadamente 30°C/km. Sin embargo, este gradiente promedio se modifica drásticamente cuando es medido en las zonas en donde la corteza terrestre ha sido fracturada, permitiendo así el ascenso de material ígneo a través de los estratos del subsuelo.

²⁰ Fondo creado por el UNFCCC para ayudar a hacer frente a los costos de adaptación a los países en desarrollo, los cuales son altamente vulnerables a los efectos adversos al cambio climático.

²¹ World Geothermal Conference. Florence Italy. 1995. Field's Trip Handout

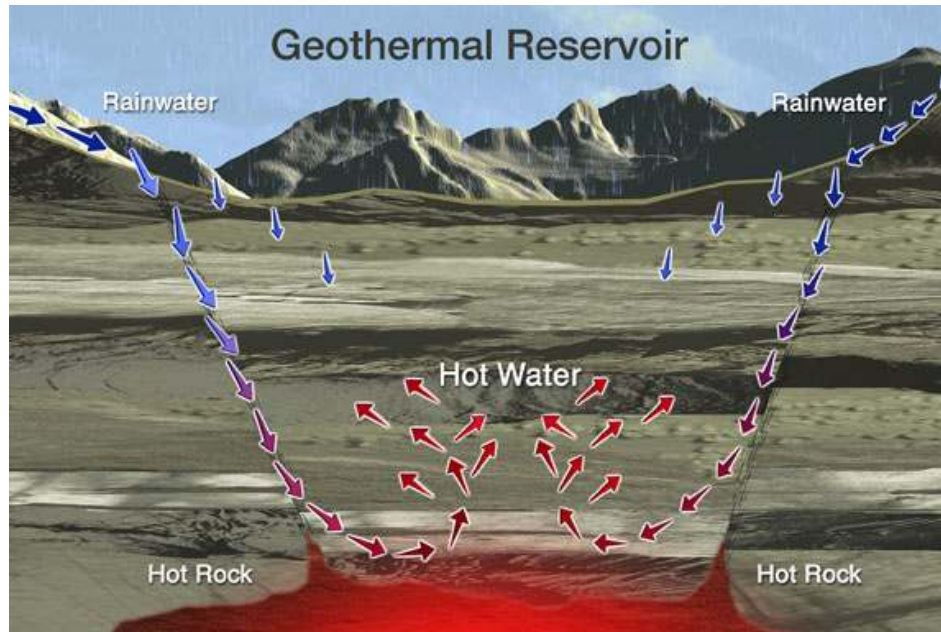


Figura 3. Geothermal System
 Fuente: GEO. <http://www.geothermal.marin.org>

Cuando el agua meteórica²² penetra en la corteza terrestre y se emplaza en la roca porosa y permeable del subsuelo, se da origen a los acuíferos o cuerpos receptores de agua del subsuelo. Si esto ocurre en una zona próxima a una fuente de calor, digamos un cuerpo magmático, el agua es calentada por conducción del calor de la roca al líquido a través de cientos de miles de años, dando formación a los sistemas geotérmicos, los cuales pueden llegar a tener temperaturas tan altas como 350° C. La distribución de los recursos geotérmicos en el planeta no ocurre de manera aleatoria. Alrededor del mundo existen siete grandes "placas" tectónicas²³, y al menos, una docena de placas de menores dimensión las cuales están en continuo movimiento, dando lugar al denominado "Círculo de Fuego del Pacífico" (Figura 4); el que se extiende sobre la costa oeste del continente americano y la costa oeste de Asia. La mayor parte de los yacimientos geotérmicos que son explotados para la producción de energía eléctrica, se encuentran localizados a lo largo de este Círculo.

²² Agua de Lluvia

²³ Modelo Conceptual del arreglo cinemático de la corteza terrestre, basado en la noción de piezas o pedazos de la corteza moviéndose independiente y uniformemente excepto en sus extremos, en donde estas nacen o se destruyen. (Elder. 1976).

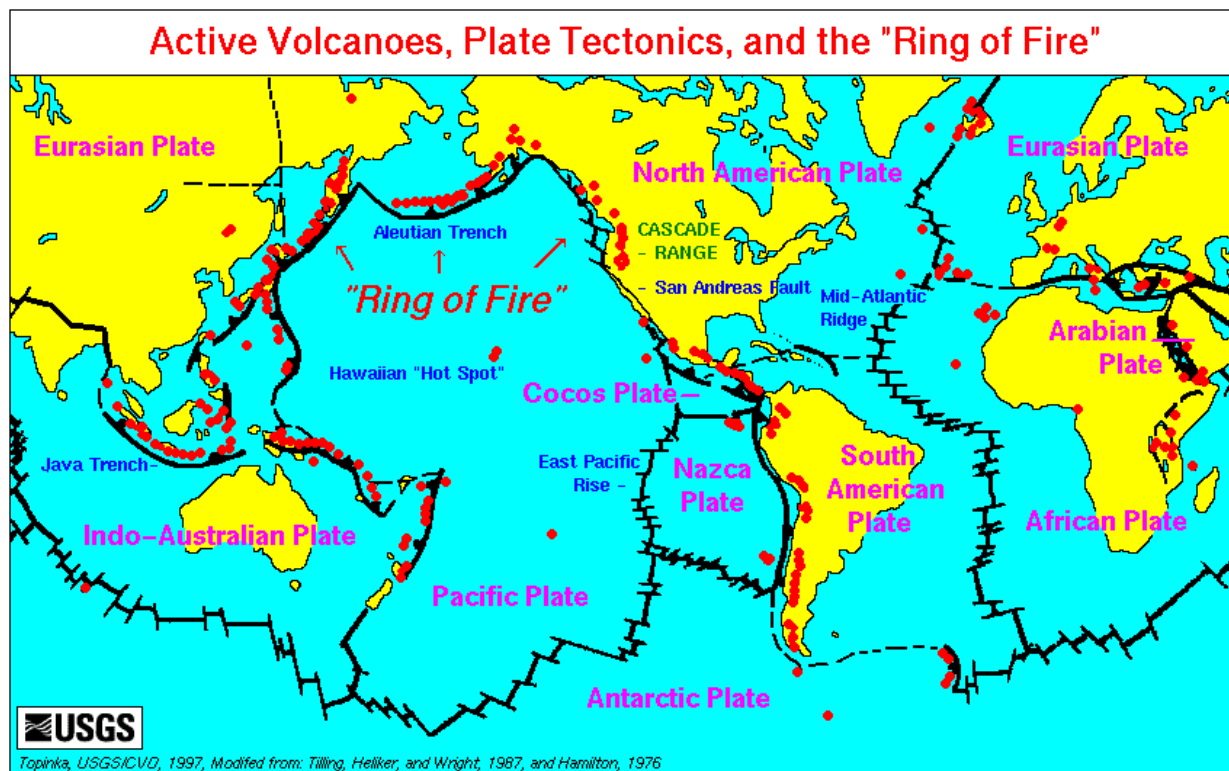


Figura 4. Círculo del Fuego
Fuente: <http://www.usgs.gov>

El agua geotérmica ha sido siempre considerada como un valioso recurso. Durante mucho tiempo los manantiales de agua caliente y lodos mineralizados han sido considerados fuentes medicinales para aliviar ciertos padecimientos reumáticos y de la piel. Sin embargo, la utilización de la energía geotérmica para generar electricidad, se dio hasta el año de 1904 en Italia, donde por órdenes del príncipe Piero Ginori Conti se construyó un sistema de conducción de vapor geotérmico, el cual accionaba una máquina de menos de un caballo de fuerza y que servía para mover un generador de corriente directa y así, brindar iluminación a la planta de Lardarello²⁴. Desde entonces, más de 25 países en el mundo utilizan los recursos geotérmicos para generar electricidad, sobresaliendo de ellos, los Estados Unidos, México, Filipinas, Italia e Indonesia, por cuanto a su capacidad de producción instalada. En la Tabla 1, se muestra una relación completa de los países con capacidad de generación geotérmica instalada en el mundo.

En México, el aprovechamiento de la geotermia para la generación de electricidad, data de mediados del siglo pasado, cuando en la localidad de Pathé en la municipalidad de Tecozautla, en el estado de Hidalgo, se instaló una pequeña planta generadora de 3.5 MW (Kesting, 1980) empleando una turbina de vapor abastecida por el fluido geotérmico de un pozo en la zona. Actualmente, México ocupa el tercer lugar mundial

²⁴ Campo geotérmico localizado en la región central Toscana de la Península Italiana.

en cuanto a la capacidad instalada se refiere, contando con cuatro campos en producción, con una capacidad instalada de 953 MW. El campo geotérmico de Cerro Prieto, en el estado de Baja California es el campo más grande en México, con una capacidad de 720 MW abasteciendo de energía eléctrica principalmente a las ciudades de Mexicali, Tecate y Tijuana. Los Azufres, en el estado de Michoacán, es el segundo campo geotérmico en importancia en el país, con una capacidad de 195 MW, seguido por el campo de Los Humeros, en el estado de Puebla con 35 MW y el de Las Tres Vírgenes, en Baja California Sur, con una capacidad instalada de 10 MW. Próximo a la cd. de Guadalajara, Jal., se encuentra el campo geotérmico de La Primavera, en donde se cuenta con pozos y potencial para la generación de electricidad, sin embargo este no ha logrado aun ser desarrollado comercialmente. Cabe señalar que todo el manejo de los recursos geotérmicos en México, es administrado y operado por la Comisión Federal de Electricidad, organismo público descentralizado del gobierno federal.

País	Capacidad (Mw_e)
Estados Unidos	2,002
Filipinas	1,909
México	953
Italia	795
Indonesia	748
Japón	535
Nueva Zelanda	436
Islandia	170
El Salvador	161
Costa Rica	153
Kenia	121
Nicaragua	77
Rusia	62
Guatemala	29
China	28
Turquía	20
Portugal (Islas Azores)	16
Etiopía	9
Papúa-Nueva Guinea	6
Francia (Isla Guadalupe)	4
Taiwán	3
Rumania	2
Tailandia	0.3
Austria	0.3
Australia	0.2
Zambia	0.2
T o t a l	8,240

Tabla 1. Capacidad Geotérmica Mundial
Fuente: Geotermia, 2004

La generación de energía eléctrica mediante el uso de la geotermia, consiste en el aprovechamiento del vapor producido de los pozos que se perforan ex profeso en los sitios en donde se ha determinado y confirmado su potencial, luego de una extensa campaña de estudios, prospección y análisis tanto de fluidos, como de rocas y los sistemas tectónicos prevalecientes en la zona en donde se ubican. En la Figura 5 se muestra un diagrama esquemático del proceso de generación geotérmica. Es conveniente señalar que de las distintas fuentes de generación de energía eléctrica, la geotermia es la que menos emisiones de CO₂ tiene, comparativamente contra las plantas térmicas, de carbón y ciclo combinado (Bloomfiel et al, 2003).

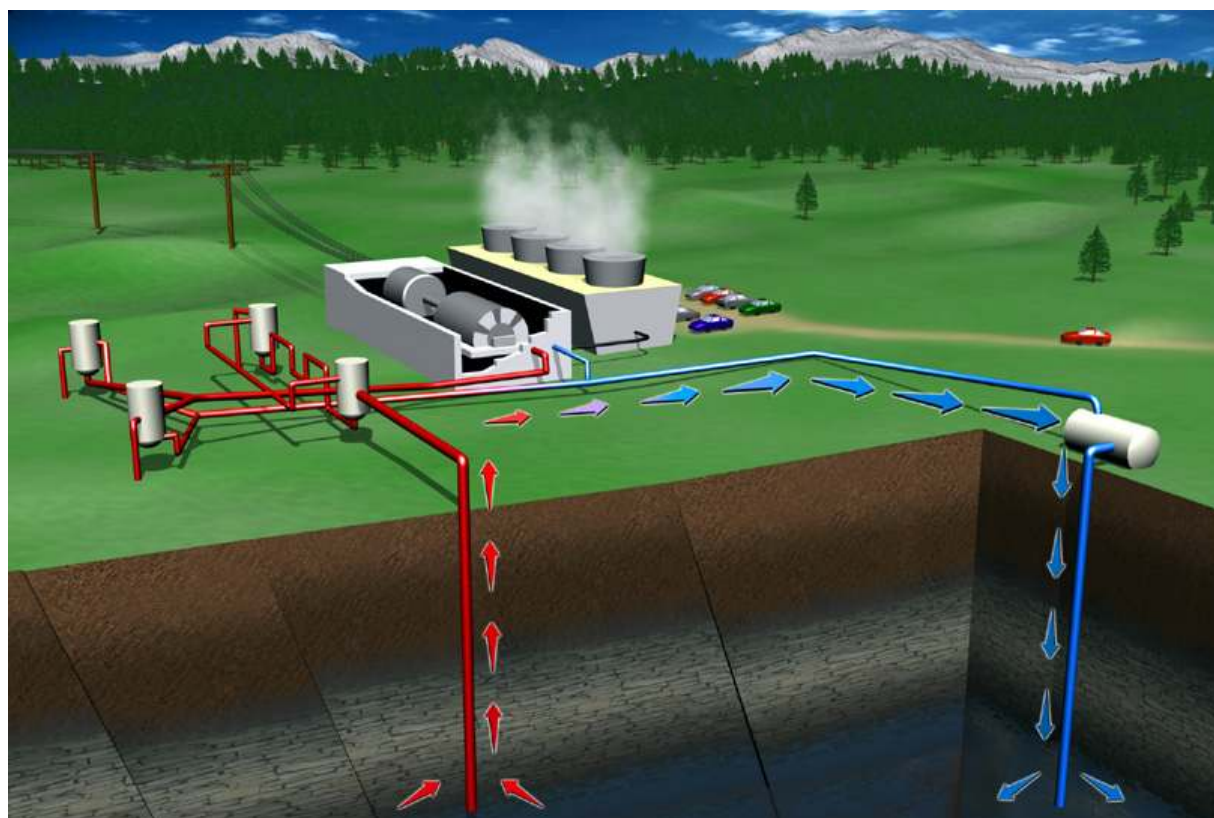


Figura 5. Proceso Geotérmico
Fuente: Geothermal Education Office

Básicamente, el proceso de producción consiste en extraer el vapor y el agua de alta temperatura ($>250\text{ }^{\circ}\text{C}$) contenida en el yacimiento geotérmico; esta mezcla agua-vapor es transportada a la superficie a través de los pozos productores, en donde se separan las fases agua y vapor. El agua separada es descargada a un silenciador atmosférico, desde donde se conduce a los pozos inyectores, para ser retornada nuevamente al yacimiento geotérmico. El vapor de alta presión ($>15\text{ bar}$) es conducido a través de tuberías de acero hacia la central geotérmica, en donde ese vapor alimentará la turbina cuya rotación permite transmitir la energía mecánica al generador eléctrico. Este

proceso descrito aquí en términos simples, implica cuantiosas inversiones para la exploración, identificación y desarrollo de esos recursos, requiere de amplia experiencia de los especialistas que laboran en los diferentes pasos del proceso, desde la prospección de estos recursos, la perforación de los pozos productores e inyectores, la construcción de las instalaciones superficiales para la conducción del vapor y la salmuera²⁵ residual, así como el diseño, construcción y la operación misma de la central generadora, la infraestructura eléctrica necesaria para transmitir y hacer llegar el fluido eléctrico al consumidor o usuario final de este producto.

²⁵ Agua separada de origen geotérmico, conteniendo diversos minerales disueltos, entre otros: Sodio (Na), Potasio (K), Calcio (Ca), Cloro (Cl), Sílice (SiO₂), etc.

CAPITULO IV

PROCESO DE VERIFICACION

IV.1 El Campo Geotérmico de Tulechek

El área geotérmica denominada Tuleckek, se encuentra localizada unos 15 Km. al sur de la ciudad de Mexicali, en el estado de Baja California y al noroeste del Ejido Michoacán de Ocampo en el Valle de Mexicali. Esta zona geotérmica ha sido estudiada desde principios de los años ochenta, principalmente por investigadores, Ingenieros y técnicos tanto de la Universidad Autónoma de Baja California (UABC), como de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como también de la Universidad de Riverside, en el estado de California, de los Estados Unidos (Alvarez, 1992). Este sitio fue identificado luego de que durante los trabajos de construcción de un dren agrícola en la zona, se permitió observar descargas de fluido caliente y emanaciones de gases a la superficie. Por su cercanía con el campo geotérmico de Cerro Prieto, el segundo campo más grande del mundo, en donde la CFE tiene instalados 720 MW de capacidad de generación de electricidad, se pensó en algún momento que pudiera ser una extensión del mismo hacia la parte noroeste de Cerro Prieto. Sin embargo, luego de que CFE perforó en el año de 1982 cinco pozos cuyas profundidades fueron de 960 a 1260 metros y cuya temperatura nunca rebasó los 165° C, el sitio fue descartado en ese entonces como proyecto para la generación de electricidad (Campbell, et al, 1993).

Varios años mas tarde, un grupo de investigadores de la UABC conjuntamente con la UCR (University of California, Riverside) retomó los estudios de la zona y elaboraron una propuesta de utilización de ese recurso termal para su uso directo (Elders, 1996), proponiendo un Distrito de Enfriamiento, mediante el empleo de bombas de calor accionadas por el fluido geotérmico a través de un sistema de absorción, dada la condición climática de esta parte del territorio mexicano, en donde se tienen durante los meses de verano, temperaturas superiores a los 45° C y donde también, el alto consumo de electricidad incide en altos pagos por el servicio de la energía eléctrica.

A pesar de que los estudios de factibilidad técnica y económica realizados para el desarrollo de la zona geotérmica de Tulechek mostraron su viabilidad técnica y económica, la zona nunca ha podido ser desarrollada a fin de dar uso a ese recurso geotérmico emplazado en el Valle de Mexicali, ni por la entidad gubernamental CFE, ni por alguna empresa privada hasta el momento.

En años recientes, la CFE ha realizado los estudios técnicos y económicos para aprovechar los abundantes recursos termales que existen en México y que según las últimas estimaciones, se han localizado más de 1,400 sitios con condiciones de termalismo en la república (Torres-Rodríguez, 2000). Se ha propuesto (Sánchez, 2005), el empleo de plantas de ciclo binario que permitan utilizar los recursos

geotérmicos de mediana o baja entalpía, para la generación de energía eléctrica en sitios remotos y pequeñas comunidades sin acceso a la red de suministro de electricidad, a fin de que esto eleve la calidad de vida de esas poblaciones, sirva como detonador de la actividad productiva de la zonas y permita el desarrollo sustentable de esas comunidades,

Si bien es cierto que la zona geotérmica de Tulechek se encuentra a poca distancia de la red de suministro de electricidad de CFE, dada su cercanía con el campo geotérmico de Cerro Prieto, se considera que mediante el empleo de una de estas plantas de ciclo binario, como la que ya opera de manera exitosa en el poblado de Maguarichic²⁶, se estaría utilizando un fuente renovable de energía, se incentivaría la actividad económica de la zona y se lograría apoyar la iniciativa internacional de reducir la emisión de gases de efecto de invernadero mediante el uso de recursos ambientalmente amigables, como es la energía geotérmica.

IV.2 Unidades de Ciclo Binario

El denominado Ciclo Binario es un sistema utilizado en la industria de generación de electricidad, por medio del cual se transfiere calor desde un fluido de mayor temperatura a otro de menor temperatura, con el fin de evaporarlo y generar electricidad mediante el uso de un sistema turbina-generador.

Se denomina “ciclo” porque se utiliza un fluido de trabajo que transita en un circuito cerrado pasando por varios intercambiadores de calor y “binario” porque se utilizan dos fluidos. En una planta geotérmica el fluido de mayor temperatura es el fluido geotérmico (vapor o agua separada caliente) proveniente de un pozo perforado ex profeso y el de menor temperatura es el fluido de trabajo, generalmente un hidrocarburo (iso-pentano, iso-butano o una mezcla de amoniaco-agua) el cual tiene la característica de evaporarse a bajas temperaturas.

Una vez evaporado el fluido de trabajo, es pasado por un secador a fin de eliminar su humedad y de ahí se hace pasar a través de la turbina en donde el vapor se expande y se produce trabajo al hacer girar la flecha conectada al generador eléctrico en donde se produce la electricidad. Luego de haberse expandido el vapor en la turbina, se hace pasar por un condensador en donde se hace líquido nuevamente y se envía a la bomba donde se incrementa la presión para enviarlo nuevamente al intercambiador de calor, cerrándose así el ciclo. Figura 6 muestra el diagrama de una planta de Ciclo Binario.

²⁶ Pequeña localidad en la parte suroeste de la Sierra Tarahumara y 350 Km al poniente de la Cd. de Chihuahua, Chih. México.

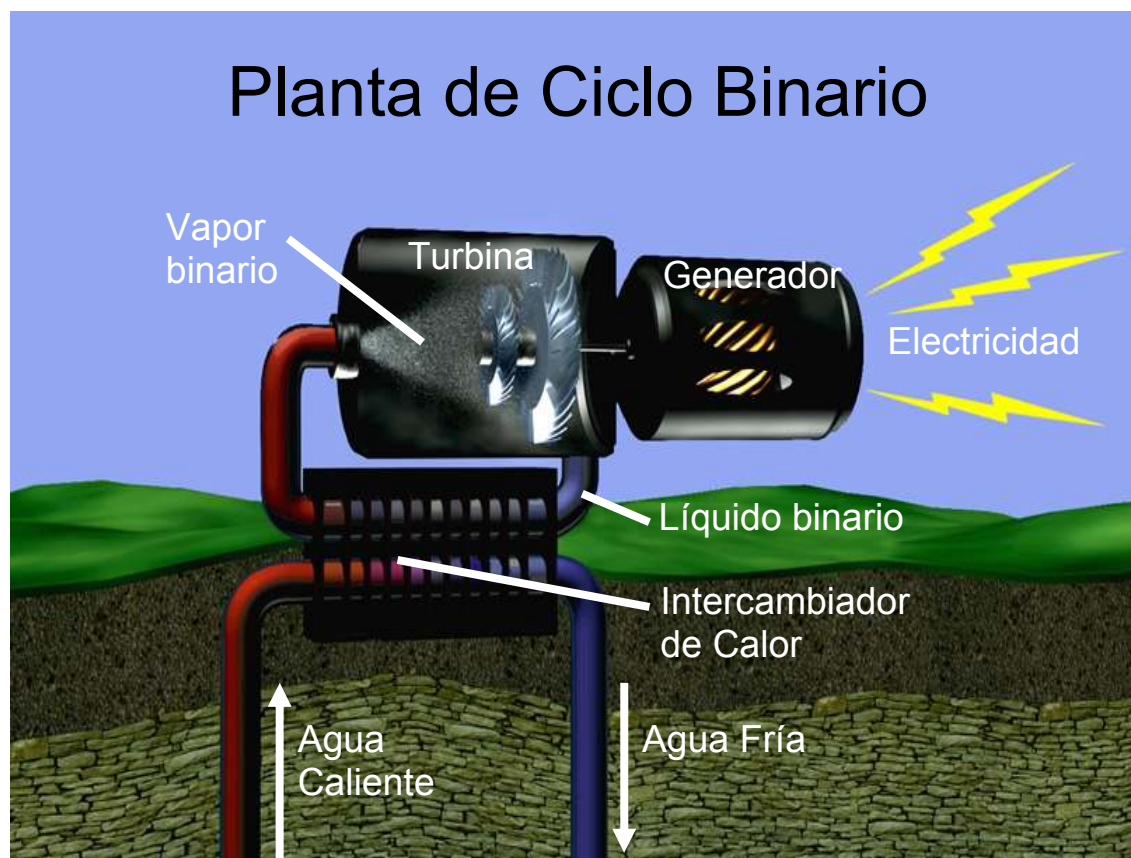


Figura 6. Diagrama esquemático de una Planta de Ciclo Binario
Fuente: Geothermal Education Office

CFE ha realizado el estudio técnico para la utilización de plantas de ciclo binario en México, con diversas capacidades de generación, pero especialmente las de 300 kW, habiendo instalado hasta el momento cuatro de ellas en diferentes localidades en el país. En particular, se hace énfasis en este trabajo en la planta instalada en el municipio de Maguarichic, en el estado de Chihuahua, la cual ha permitido evaluar el desempeño técnico y económico de este tipo de plantas (Sánchez, 2005), así como determinar sus costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente, con esta planta aparte de llevar energía eléctrica a una pequeña comunidad aislada del sistema interconectado eléctrico nacional, ha mostrando su viabilidad como elemento detonador de la actividad económica de la zona y contribuir al desarrollo sustentable en la comunidad de Maguarichic.

Las características principales de una planta de ciclo binario como la instalada en el municipio de Maguarichic, Chihuahua, se describen en la Tabla 2, la cual ha estado en operación comercial desde el 30 de abril del año 2001 sin mayores problemas de funcionamiento, mostrando con ello su viabilidad y confiabilidad en la operación en sistemas aislados y comunidades remotas como la aquí descrita.

Capacidad Neta	300 KW
Flujo de salmuera	55 t/h @ 150°C
Velocidad de la Turbina	3600 rpm
Condensador	Tubos y coraza
Agua de enfriamiento	400 t/h
Temperatura de entrada	21°C
Voltaje de salida	480 V
Velocidad del Generador	1800 rpm
Subestación	480/13,800 V
Línea de distribución	75 KVA

Tabla 2. Características Planta de Ciclo Binario
Fuente: Sánchez, 2005

IV.3 Capacidad del Campo de Tulechek

En el área geotérmica de Tulechek existen seis pozos perforados a profundidades promedio de 1,200 metros, cuya temperatura máxima registrada fue de 165°C, y existen también, 10 pozos de 100 metros de profundidad. Con la información geológica, geofísica y de temperatura de estos pozos, se ha estimado un potencial 21.8×10^{18} (en el escenario mas conservador del estudio) Joules (J) de energía térmica almacenada en el área de interés (Elders, 1993). Esta energía térmica es susceptible de aprovecharse en una planta de ciclo binario, en donde se estima que es posible el aprovechamiento de hasta un 12% de esa energía térmica para ser convertida en electricidad y de solo el 10% de esa energía recuperada del yacimiento (Grant, 1982, 61). Por lo que se tendría en este caso, una capacidad de generación de:

$$C = (21.8 \times 10^{18} J)(0.12)(0.10) = 26.16 \times 10^{16} J \quad \text{Ec. 1}$$

Sabiendo que 1,000 joules (J) es 1 KJ y que un año contiene $365 \times 24 \times 3600 = 31.536 \times 10^6$ segundos, la potencia que se pudiera instalar en la zona, considerando una vida útil del proyecto de 30 años sería la siguiente:

$$C = \frac{26.16 \times 10^{13} KJ}{(30)(31.536 \times 10^6)} = 276,509 kW$$

o lo que es lo mismo, 276 Mega Watts (MW) de potencia a instalar. Esta cifra rebasa con mucho la potencia de la planta propuesta, que es solo de 300 KW, por lo que supondremos para propósitos de este trabajo, que el yacimiento geotérmico contiene

suficiente energía para alimentar con fluido geotérmico a la planta de ciclo binario de 300 KW propuesta, durante los 30 años que se han definido para el proyecto.

Como se mencionó previamente, en la zona geotérmica de Tulechek existen seis pozos perforados por la CFE a profundidades de 1,000–1,200 metros, pero para propósitos de este trabajo, se considerará el costo de perforar un pozo nuevo a 1,200 metros en donde se ha identificado una temperatura del yacimiento de 165 °C, a fin de obtener el fluido geotérmico para alimentar a la planta binaria. Se considerará así mismo el costo de construir una línea de transmisión de 1 Km. de longitud que es la distancia que media de la localización del sitio geotérmico al punto de interconexión con una línea de transmisión de 13.8 kV existente en la zona.

IV.4 Costos

IV.4.1. De Inversión:

Basados en la experiencia previa de la instalación de la planta de ciclo binario de 300 KW en la comunidad de Maguarichi, estado de Chihuahua, los costos de inversión asociados a la instalación de una planta de la misma capacidad en Tulechek, se describen a continuación. Todas las cantidades están en pesos Mexicanos del 2007, y con un tipo de cambio de \$10.35 pesos por dólar norteamericano:

Campo	
Acondicionamiento del sitio:	\$ 517,500
Perforación pozo productor:	\$ 10'350,000
Sistema de bombeo:	\$ 517,500
Trabajos de construcción:	\$ 414,000
Isopentano:	\$ 103,500
Línea de Transmisión:	\$ 250,000
Sub total campo:	\$ 12'152,500

Equipo:	
Planta generadora:	\$ 9'315,000
Torre de enfriamiento:	\$ 621,000
Subestación:	\$ 103,500
Sub total:	\$ 10'039,500

Total de Inversión:	\$ 22'192,000
---------------------	---------------

IV.4.2. De Operación y Mantenimiento:

Como ya se mencionó en la sección anterior, con la operación de la planta de ciclo binario en la población de Maguarichic, Chih., se ha podido obtener un costo anual de Operación y Mantenimiento de la planta generadora, como se describe a continuación,

Operarios:	\$ 72,000 / año
Mantenimiento:	\$ 103,500 / año
Total O&M:	\$ 175,500 / año

CAPITULO V

ANALISIS E INTERPRETACION DE RESULTADOS

V.1 Costo nivelado de generación

El costo nivelado de generación²⁷ es un concepto que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

En este trabajo se utiliza el concepto de costo nivelado del MWh a la energía generada por el proyecto geotérmico del área de Tulechek al ser desarrollado como un Proyecto MDL y compararlo con otras fuentes de generación, tanto en su costo nivelado del MWh como sus emisiones a la atmósfera.

La determinación del costo nivelado del Mega watt-hora (MWh), involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta²⁸, la potencia de la unidad generadora, la vida económica del proyecto y la tasa de descuento²⁹ a utilizar.

El costo nivelado del MWh, es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil y factor de planta, se iguala al valor presente de los costos incurridos en la etapa de inversión, operación y mantenimiento (O&M) de la central geotermoeléctrica. El costo de la electricidad está directamente ligado a la cantidad de MWh de electricidad producida. El costo de la energía generada es un elemento clave en el momento de decidir la viabilidad de un proyecto.

Para el caso que nos ocupa, en el Proyecto de Tulechek se determinará el costo nivelado de generación por dos conceptos: por el costo de inversión y por el costo de Operación y Mantenimiento. El costo del combustible en una central geotermoeléctrica

²⁷ Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y construcción de una central generadora, mas los costos de su operación y mantenimiento durante su vida útil, entre el valor presente de la energía que aportará la central en dicho período (COPAR, 2005).

²⁸ Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o un conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en por ciento.

²⁹ Tasa de descuento: Tasa de interés que refleja el valor del dinero en el tiempo y que se utiliza para convertir costos y beneficios que ocurren en tiempos diferentes a valores equivalentes asociados a un tiempo común.

es nulo, ya que no utiliza ningún tipo de combustible sino que aprovecha el calor proveniente del yacimiento geotérmico (Sanyal, 2005).

Costo nivelado de generación (CNG):

$$CNG = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t} + \sum_{t=0}^n O \& M_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^n GNA_t (1+i)^{-t}} \quad \text{Ec. 2}$$

donde:

CNG	Costo nivelado de generación [\$/MW/h]
I_t	Inversión en el año t [\$]
$O \& M_t$	Operación y Mantenimiento en el año t [\$]
GNA_t	Generación neta en el año t [MWh]
N	Período de inversión [años]
n	Vida útil [años]
i	Tasa de descuento [%]

Así, para el caso de Tulechek, en la Tabla 3 se presenta el CNG a partir de los costos de Inversión y de Operación y Mantenimiento descritos anteriormente. Se estima que el período de construcción es de dos años, incluido los trabajos de campo y central (Sánchez, 2005). La vida útil del proyecto se estima en 20 años, el factor de planta de 80% y se considerará una tasa de descuento del 10% anual³⁰. En el Anexo II se presenta la descripción detallada de los cálculos efectuados.

PROYECTO TULECHEK	
Capacidad Planta(kW)	300
Generación Neta Anual (kWh)	2'102,400
Factor de Recuperación de Capital	0.1175
Costo Nivelado de Generación (\$/kWh)	1.388
Costo Nivelado de Generación (¢USA/kWh)	13.220

Tabla 3. Costo Nivelado de Generación

³⁰ Se ha utilizado una tasa de descuento del 10%, por ser la tasa de interés común en el evaluación de proyectos de inversión de CFE (COPAR, 2005).

V.2 Emisiones de CO₂ evitadas en el Proyecto de Tulechek.

Como se detalló en la sección III.2.1 el propósito central del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es poner a disposición de las partes participantes en el Protocolo de Kyoto, instrumentos de mercado que puedan facilitar el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones asumidos por los países del Anexo I del PK (Anexo 1 de este trabajo), al proporcionarles formas de reducir los costos para el logro de esas reducciones.

A fin de estandarizar y tomar una base de referencia que permita la cuantificación de las reducciones de emisiones en los distintos proyectos contemplados en el MDL, la Junta ejecutiva del UNFCCC ha formulado, colectado, revisado y/o aprobado más de 70 distintas Metodologías para la determinación de las emisiones de GEI en estos proyectos. En todas ellas, el aspecto crítico en su cuantificación, es la Base de Referencia (BR) contra la cual se determinarán las emisiones realmente alcanzadas por el proyecto MDL de que se trate.

De acuerdo con las Modalidades y Procedimientos del MDL (párrafo 44, Decisión 17/CP.7), *“La Base de Referencia de un proyecto del MDL, es el escenario que representa de manera razonable las emisiones antropogénicas por fuentes de GEI que se producirían de no realizarse el proyecto MDL propuesto. La base de referencia abarcará las emisiones de todas las categorías de gases, sectores y fuentes enumeradas en el Anexo A del Protocolo de Kyoto dentro del ámbito del proyecto”*. Esto es, cuando el interesado en promover un proyecto MDL selecciona una Metodología aprobada por la Junta Ejecutiva, y adecuada al proyecto, se considerará que la base de referencia resultado de su aplicación, representa de manera razonable las emisiones antropogénicas de GEI por fuentes que se producirían si no se realizara el proyecto MDL propuesto.

Otro concepto crítico en la determinación de las emisiones de GEI a fin de cumplir con los criterios de elegibilidad del MDL es el concepto de Adicionalidad. De acuerdo con las Modalidades y Procedimientos del MDL (párrafo 43, Decisión 17/CP.7) *“Un proyecto MDL es adicional si la reducción de emisiones antropogénicas de GEI por fuentes es superior a las que se producirían de no realizarse el proyecto MDL propuesto”*.

En la Figura 7 se muestra de manera gráfica los dos conceptos antes señalados, el de la base de referencia y el criterio de adicionalidad para un proyecto de generación eléctrica, mostrando las tasas de emisión en tCO_{2e}/MWh de la base de referencia (línea azul) y de un proyecto MDL adicional adecuado a la misma (línea roja) en el momento del inicio de la instalación del MDL.

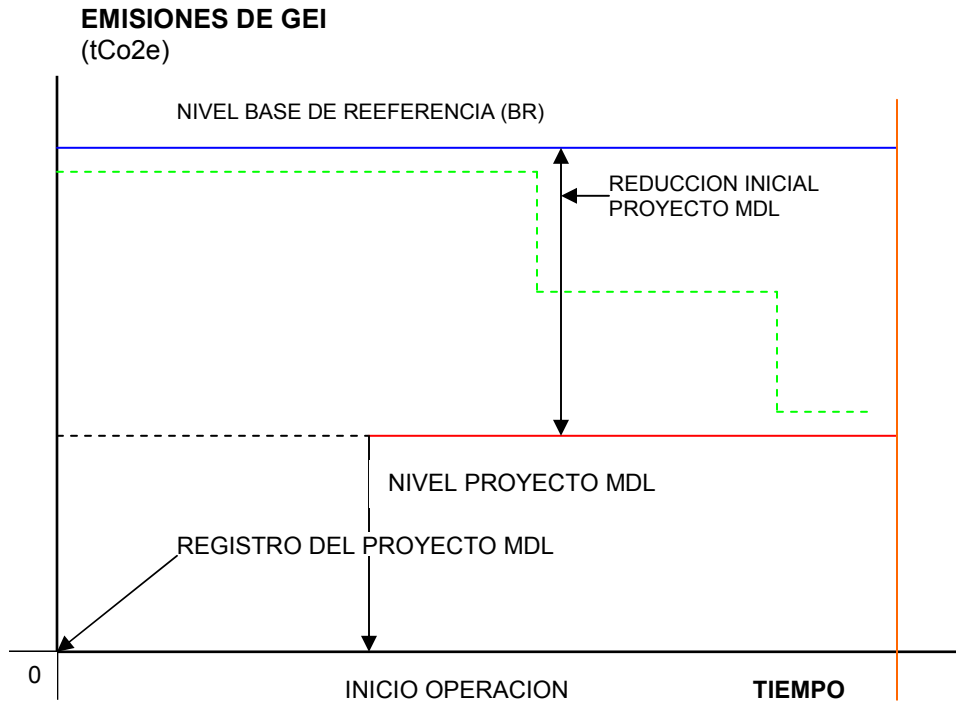


Figura 7. Adicionalidad de un Proyecto MDL
Fuente: Sinergy 2002

Como se indicó en la sección III.1 de este trabajo, los GEI que son considerados dentro del PK como causantes del efecto de invernadero en la atmósfera terrestre, son el Dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), los Oxidos nitrosos (N₂O), los Hidrofluorocarbonos (HFC), los Perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluorocarbono (SF₆). De estos seis gases solamente los dos primeros, el CO₂ y el NH₄ son considerados para el cálculo de las emisiones para el caso de la geotermia, pues el resto de ellos no son producidos en la generación de electricidad usando esta fuente renovable de energía. Como se explicó en la sección II.1, se ha convenido en utilizar el equivalentes de dióxido de carbono (CO_{2e}) como una medida estándar universal, mediante la cual puede ser evaluado el impacto de emitir (o dejar de emitir) los seis gases causantes del efecto de invernadero, a fin de poder establecer una sola unidad común de referencia para todas las transacciones, medidas y propósitos legales en el contexto del Protocolo de Kyoto, por lo que las toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_{2e}) pueden obtenerse como:

$$tCO_{2e} = \sum_i^n tGEI_i \cdot PCA_i \quad \text{Ec. 3}$$

En donde el PCA es el Potencial de Calentamiento Atmosférico de cada uno de los GEI como fue descrito en la sección III.1.

Entonces, para el proyecto geotérmico de Tulechek, el cálculo de las emisiones anuales antropogénicas de GEI se basa en el nivel anual de actividad del proyecto, multiplicados por los factores de emisión del dióxido de carbono equivalente (FE) correspondiente a los escenarios de la base de referencia (EB), del proyecto (EP) y de las fugas (EE) o posibles emisiones externas, es decir producidas fuera del ámbito del proyecto, pero atribuibles al mismo, por ejemplo, la importación de energía eléctrica desde otro sistema.

La reducción de emisiones (RE) atribuible al proyecto MDL de Tulechek, es la diferencia entre las emisiones debidas a la base de referencia y las producidas en el proyecto y en las fugas, esto es:

$$RE = EB - EP - EE \quad \text{Ec. 4}$$

donde la reducción de emisión RE, es expresada en tCO_{2e}.

Para la determinación de la base de referencia, se utilizará la “Metodología consolidada para la línea base de una fuente de generación con energías renovables y conectada a una red eléctrica” (ACM0002) en su versión 06 de mayo del 2006 (Fuente: UNFCCC), adaptada a la “Metodología simplificada de monitoreo y base de referencia para proyectos MDL de pequeña escala” (CDM/EB 36/Versión 13).

Debido al hecho de que los proyectos MDL de mayor tamaño han resultado mas atractivos para los promotores o inversionistas que los proyectos de pequeña escala, ya que estos producen mayor una cantidad de Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE's) con menores costos de transacción, se ha implementado por parte de la JE del UNFCCC mecanismos y metodologías simplificados para la determinación de la base de referencia, el monitoreo y verificación de las reducciones de emisiones de los proyectos de pequeña escala, ya que estos en general, tienen un menor impacto al medio ambiente, pueden constituirse en motor de impulso para el desarrollo rural en las zonas en donde se edifiquen los proyectos MDL, contribuyendo de esta forma en la erradicación o mitigación de la pobreza en la zona geográfica colindante al proyecto.

Se han tipificado tres tipos de proyectos de los denominados de pequeña escala; los de energías renovables, los de mejora de la eficiencia energética y los proyectos que reducen las emisiones antropogénicas de GEI. Para ello se han establecido definiciones y límites muy precisos para las tecnologías que pueden acogerse a un proyecto MDL de pequeña escala, de la siguiente forma:

- **Tipo I:** Proyectos de energías renovables con una capacidad máxima de producción equivalente de 15 MW.
- **Tipo II:** Proyectos de mejora de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, por el lado de la oferta y/o de la demanda, con un máximo equivalente de 15 GWh/año.
- **Tipo III:** Otros proyectos que reduzcan las emisiones antropogénicas directas en menos de 15 kt de CO_{2e} por año.

En el caso propuesto para instalar una planta de ciclo binario en el área de Tulechek, el proyecto puede ser considerado claramente como uno del Tipo I ya que la capacidad de la planta es de 0.30 MW, por lo cual la determinación de la línea base de emisiones del proyecto, puede ser determinada como el promedio ponderado de las emisiones (en kg de CO_{2e} /kWh) de la mezcla de generación existente en el sistema³¹. Se utilizarán los valores determinados para el año 2005 en el Sistema Eléctrico de Baja California (SEBC), donde se determinaron las emisiones a la atmósfera de los GEI según el tipo de tecnología existente y la generación de electricidad de ese año, como se muestra en la siguiente tabla:

Año	2005				
	Geotérmica	Ciclo Combinado GN	Turbogas Diesel	Ciclo Simple GN	Total
Generación Bruta MWh	5,108,832	6,598,733	11,000	1,051,200	12,769,765
Generación Bruta Gcal	4,393,596	5,674,910	9,460	904,032	10,981,998
Eficiencia	0.1623	0.5	0.1657	0.418	0.270223022
Consumo Combustible Gcal	27,070,829	11,349,820	57,091	2,162,756	40,640,496
Unidades	Gcal/ton	Gcal/m ³	Gcal/m ³	Gcal/m ³	Gcal/BEP
Poder Calorífico	0.66	0.00846	9.24	0.00846	1.3205
Unidades	ton	m ³	m ³	m ³	BEP
Consumo Combustible	41,016,407	1,341,586,338	6,179	255,644,915	30,776,597
Unidades	USD/Ton	USD/1000 cf	USD/bbl	USD/1000 cf	
Costo Unitario de Combustible	1.29	6.97	74.42	6.97	
Costo Unitario de Combustible USD/Gcal	1.95	29.09	47	29.09	11.03707599
Costo del combustible USD	52,788,116	330,166,276	2,683,283	62,914,571	448,552,247
Costo No Asociado al combustible	0.614	0.15	0.86	0.392	
Costo Generación USD/MWh	26.77	58.86	1742.39	98.44	50.73

³¹ Para el caso de estudio, se considera el Sistema Eléctrico de Baja California, México.

Costo de Generación Total USD	136,756,778	388,430,913	19,166,307	103,477,914	647,831,912
Unidades	kg/ton	kg/m ³	kg/m ³	kg/m ³	
Factor Emisión SO ₂	0.051	0.0000096	8.52	0.0000096	
Factor Emisión Nox	0	0.00376	2.88	0.00376	
Factor Emisión CO ₂	8.46	1.92	2659	1.92	
Emisión SO ₂ kg	2,091,837	12,879	52,642	2,454	2,159,813
Emisión Nox kg	0	5,044,365	17,795	961,225	6,023,384
Emisión C O ₂ kg	346,998,806	2,575,845,768	16,429,146	490,838,237	3,430,111,957

Tabla 4. Generación Eléctrica y Factores de Emisión. Sistema eléctrico BC.
Fuente UABC, 2006

De donde aplicando la ecuación (4), se tiene que para el año 2005, se emitieron en el SEBC:

$$tCO_{2e} = 3'430,111.957 + (7,723) (21)$$

$$tCO_{2e} = 3'592,295$$

Expresados en toneladas de CO₂ equivalentes para el año 2005. Este valor es la base de referencia (EB) para determinar las reducciones de emisiones del proyecto, según la ecuación (3). En los proyectos de generación geotérmica utilizando plantas de ciclo binario, las emisiones de GEI a la atmósfera son nulas, debido a que se trata de un ciclo cerrado desde los pozos productores hasta los de inyección, pasando por el intercambiador de calor. Adicionalmente, se consideran nulas las fugas de GEI pues los períodos de descarga de fluidos a la atmósfera durante la operación de la planta son mas bien infrecuentes³².

Entonces, el factor de emisión se obteniendo el cociente de este valor dividido entre la generación neta del SEBC:

$$\text{Factor de emisión} = 3'592,295 \text{ tCO}_{2e} / 12'769,765 \text{ MWh} = 0.2813 \text{ tCO}_{2e} / \text{MWh}$$

Con este valor, se estará en posibilidad de estimar las emisiones que se generarían en el sistema BC en ausencia del proyecto geotérmico de Tulechek, y suponiendo que

³² Como los fluidos producidos por los pozos geotérmicos en este tipo de proyectos de mediana temperatura (<200°C), el fluido no ebulle (cambio de fase) en superficie cuando este se descarga a la atmósfera, por lo que los gases disueltos en el fluido como el CO₂ y el NH₄ permanecen disueltos en la fase líquida, por lo que no constituyen una emisión de GEI.

este no se llevara a cabo, entonces la energía eléctrica al SEBC se suministraría de las mismas fuentes térmicas como hasta ahora.

Así, para una planta generadora de ciclo binario que se adicionara al sistema, con 300 kW de capacidad y con un factor de planta de 0.8, se tendría una reducción de emisiones anual de GEI equivalente a:

$$RE = 300 \text{ kW} * 365 \text{ días} * 24 \text{ horas} * 0.8$$

$$RE = 564.73 \text{ tCO}_{2e} / \text{año}$$

Esta es la cantidad de reducción de emisiones a la atmósfera que se evitarían de llevarse a cabo un proyecto de generación eléctrica en Tulechek, utilizando una planta de ciclo binario alimentada por fluido geotérmico, como se describió en la sección IV.2.

V.3 El Mercado internacional de Bonos de CO₂

Existe un Mercado Internacional de derechos de emisiones de los gases de efecto invernadero, en el cual se negocian y comercian las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE's) obtenidas, como ya se ha indicado anteriormente, por la implementación de proyectos MDL que generan una menor cantidad de emisiones que aquellos comúnmente ejecutados por los países en desarrollo (con menor atención al cuidado ambiental). Al comparar las emisiones producidas por estos dos tipos de proyectos se genera una cantidad de RCE's, las cuales se certifican y se venden en los países del Anexo I los cuales tienen obligación de reducir sus emisiones de GEI.

El mercado internacional de las RCE es un mercado en franca expansión y muy dinámico, en donde se comercian tanto las Reducciones Certificadas de Emisiones de los proyectos MDL, como las provenientes del Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (ETS). Prueba de ello es de que solo en el año 2007 se comercializaron un total de 2,983 millones de tCO_{2e} con un valor estimado de \$64 billones de dólares norteamericanos (The World Bank, 2008).

Este desarrollo se debe al interés que existe por adquirir las RCE's por parte principalmente, de algunos de los países de la Unión Europea, Canadá y Japón. Adicionalmente, el desarrollo de algunos mercados regionales independientes, como el Mercado de Carbón Europeo (ETS), los mercados de Japón, Canadá, Inglaterra y un mercado paralelo en los Estados Unidos y en Australia, están incidiendo en el alza del valor de las RCE's (Carbon Finance, 2006).

También se ha creado un mercado voluntario, donde actualmente se negocian volúmenes bajos de RCE's (5,000 a 50,000 tCO_{2e}), con precios relativamente mas altos que aquellos que se tienen en los mercados principales, ya que los RCE's son

generados en proyectos que tienen alta sostenibilidad y significativos beneficios sociales.

Al igual que otros commodities, como el café o el gas natural, las RCE's se pueden negociar o transferir libremente en el mercado principal y en el secundario, dada su condición de título, y por lo tanto, su propietario será el tenedor del documento, sea este físico o acreditado en el registro del MDL en el UNFCCC. Existen diversas modalidades de negociación, pero la mayor parte de las RCE's se negocian en un mercado de futuros, por su necesidad de verificación y contabilización periódica (anual).

Para propósitos de este trabajo, es necesario establecer una precio de referencia a la tonelada de carbono equivalente, a fin de realizar la estimación que sobre el costo nivelado de la energía se tendría la emisión de bonos de carbono en el proyecto de Tulechek, y que como en el caso de otros mercados, su análisis y pronóstico requiere de cantidades importantes de información de los mercados, de la situación política y económica de los países participantes, de los aspectos subjetivos pero que inciden en el ánimo de los inversionistas, tales como las calamidades climáticas, tales como tormentas, huracanes e inundaciones.

Al revisar el mercado de emisiones para aquellos mercados basados en proyectos (The World Bank, 2008) durante el año 2007 los inversionistas han continuado mostrando apetito por adquirir RCE's primarias basadas en proyectos MDL, reflejado por el continuo incremento de proyectos en curso, donde 68 países han identificado y ofrecido reducir 2,500 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_{2e}) a través de unos 3,000 nuevos proyectos. Este atractivo potencial ha recibido fuertes muestras de interés para su adquisición, principalmente entre compradores del sector privado y de inversionistas, quienes durante el 2007 han comercializado unas 634 millones de tCO_{2e} (un 8% mayor que en el año 2006) con un valor correspondiente de unos \$8.2 billones de dólares americanos, un 34% mas alto que en el 2006.

En lo relativo a precios, durante el año del 2008 los RCE's mantuvieron un incremento en su cotización en los mercados europeos para situarse en valores de los €16 a los €22 durante el primer semestre del año, disminuyendo su cotización para el cierre del año alcanzando valores cercanos a los €12, como puede apreciarse en la Figura 8.

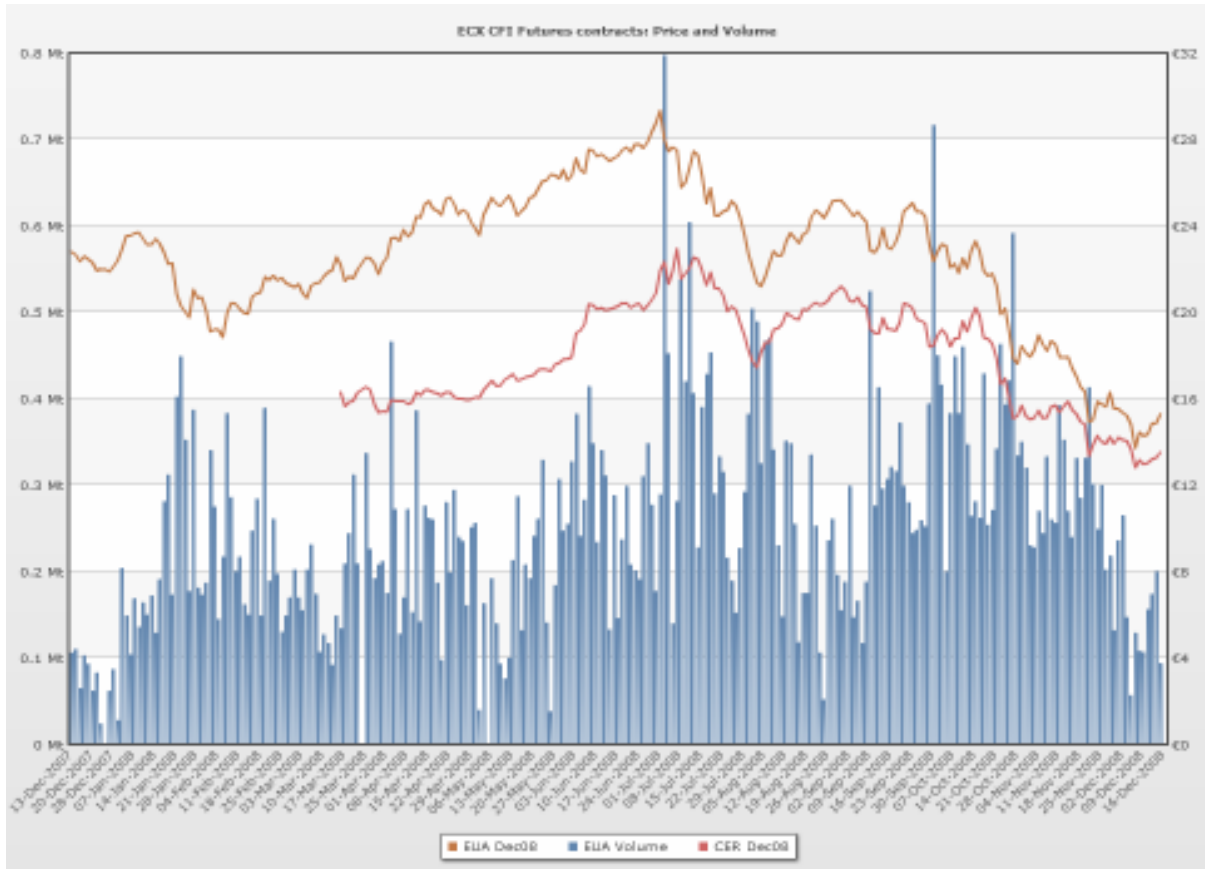


Figura 8. Valor de los CRE's en el mercado 2007-2008
Fuente: New Carbon Finance

En general, el valor de los Certificados Europeos (EUA) son mayor debido al hecho de que estos provienen de países todos ellos pertenecientes al Anexo I, es decir países desarrollados que implementan proyectos que reducen efectivamente sus emisiones de GEI y que son comercializados entre ellos, adquiriendo mayor fortaleza por tener un menor riesgo crediticio.

Es de esperarse, de acuerdo a los analistas financieros³³, que el valor de los CRE's promedien valores de €27 durante el año 2009 y lleguen a cotizarse hasta en €19.50 euros la tonelada de CO_{2e} para el año 2012, al finalizar el primer período de cumplimiento de los acuerdos del Protocolo de Kyoto, y al conocerse los logros de los países firmantes en materia de reducción de sus emisiones de GEI.

³³ REUTERS, UK july 17, 2008.

V.4 Resultados

Para propósitos de este trabajo se ha seleccionado un precio conservador de €15 (\$21 USD) la tonelada de dióxido de carbono equivalente, a fin de determinar el impacto económico sobre el costo nivelado de la energía que se tendría al lograr vender CRE's en el proyecto de Tulechek. Este ejercicio se realiza con ayuda de una hoja de cálculo utilizando el programa GEOCOST (Espíndola, 2006) a fin de facilitar el cálculo del valor presente de cada opción, es decir al analizar el proyecto con y sin la contribución de los bonos de carbono de la siguiente manera:

V.4.1 Escenario sin Bonos de Carbono.

Como fue analizado en detalle en la sección V.I, se determina el costo nivelado de la generación en el proyecto de Tulechek, calculando el costo nivelado del kWh por concepto de inversión y por concepto de operación y mantenimiento, con los siguientes datos:

PROYECTO TULECHEK			CICLO BINARIO	
Capacidad	300	[kW]	Factor de Planta anual	80%
Vida de proyecto	20	[años]	Tasa de descuento	10%
Costo de inversión	\$3,187	[US\$/kW]		

CAMPO		\$MN	US\$
Acondicionamiento del sitio		\$517,500.00	\$49,285.71
Perforación de Pozo Productor		\$10,350,000.00	\$985,714.29
Sistema de bombeo		\$517,500.00	\$49,285.71
Trabajos de construcción		\$414,000.00	\$39,428.57
Isopentano		\$103,500.00	\$9,857.14
Línea de Transmisión		\$250,000.00	\$23,809.52
Sub-total CAMPO		\$12,152,500.00	\$1,157,380.95

EQUIPO		\$MN	US\$
Planta generadora		\$9,315,000.00	\$887,142.86
Torre de enfriamiento		\$621,000.00	\$59,142.86
Subestación		\$103,500.00	\$9,857.14
Sub-total EQUIPO		\$10,039,500.00	\$956,142.86

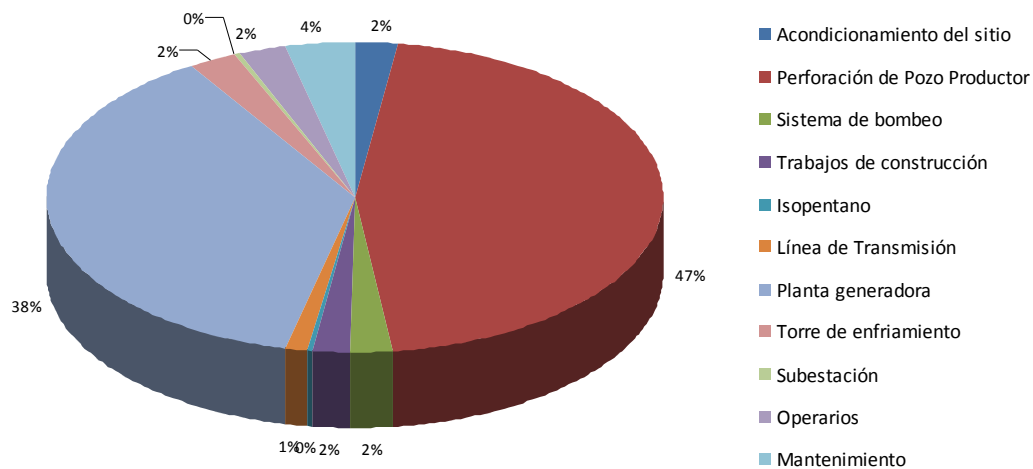
O & M anual		\$MN	US\$	
Operarios		\$72,000.00	\$6,857.14	[\$/año]
Mantenimiento		\$103,500.00	\$9,857.14	[\$/año]
Total O&M		\$175,500.00	\$16,714.29	[\$/año]

PROYECTO TULECHEK

	Precio 2008	VP	% VP	VP [US¢/kWh]
Acondicionamiento del sitio	\$49,286	\$59,636	2.3%	0.30
Perforación de Pozo Productor	\$985,714	\$1,192,714	45.8%	6.06
Sistema de bombeo	\$49,286	\$59,636	2.3%	0.30
Trabajos de construcción	\$39,429	\$45,540	1.7%	0.23
Isopentano	\$9,857	\$10,843	0.4%	0.06
Línea de Transmisión	\$23,810	\$26,190	1.0%	0.13
Planta generadora	\$887,143	\$975,857	37.5%	4.96
Torre de enfriamiento	\$59,143	\$65,057	2.5%	0.33
Subestación	\$9,857	\$10,843	0.4%	0.06
Operarios	\$137,143	\$64,217	2.5%	0.33
Mantenimiento	\$197,143	\$92,311	3.5%	0.47
Costo Total	\$2,447,810	\$2,602,844		
Generación [kWh]	52,560,000	19,688,808		
COSTO NIVELADO [US¢/kWh]	13.22			

Tabla 5. Costo nivelado de generación (sin bonos de carbono)

De manera gráfica se presentan los resultados de este escenario en la Figura 9, mostrando la composición del costo nivelado de los distintos conceptos que conforman el costo total.



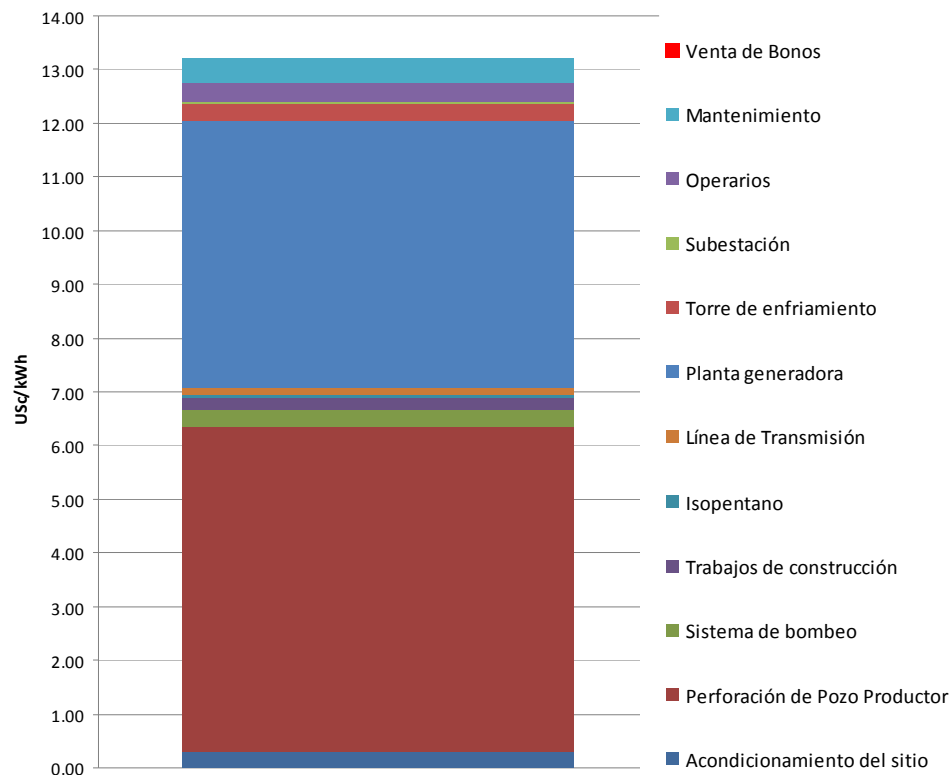


Figura 9. Composición del costo nivelado de generación.
Fuente: el autor

V.4.2. Escenario con venta de Bonos de Carbono.

PROYECTO TULECHEK

CICLO BINARIO

Capacidad	300	[kW]
Vida de proyecto	20	[años]
Costo de inversión	\$3,187	[US\$/kW]

Factor de Planta anual	80%
Tasa de descuento	10%

CAMPO

Acondicionamiento del sitio
Perforación de Pozo Productor
Sistema de bombeo
Trabajos de construcción
Isopentano
Línea de Transmisión
Sub-total CAMPO

\$MN	US\$
\$517,500.00	\$49,285.71
\$10,350,000.00	\$985,714.29
\$517,500.00	\$49,285.71
\$414,000.00	\$39,428.57
\$103,500.00	\$9,857.14
\$250,000.00	\$23,809.52
\$12,152,500.00	\$1,157,380.95

EQUIPO

Planta generadora
Torre de enfriamiento
Subestación

Sub-total EQUIPO**\$MN****US\$**

\$9,315,000.00	\$887,142.86
\$621,000.00	\$59,142.86
\$103,500.00	\$9,857.14
\$10,039,500.00	\$956,142.86

O & M_{anual}

Operarios
Mantenimiento

Total O&M**\$MN****US\$**

\$72,000.00	\$6,857.14	[\$/año]
\$103,500.00	\$9,857.14	[\$/año]
\$175,500.00	\$16,714.29	[\$/año]

Ton CO2/MWh	0.2813
US\$/Ton CO2	21

Factor de emisión SEBC

PROYECTO TULECHEK

	Precio 2008	VP	% VP	VP [US\$/kWh]
Acondicionamiento del sitio	\$49,286	\$59,636	2.3%	0.30
Perforación de Pozo Productor	\$985,714	\$1,192,714	45.8%	6.06
Sistema de bombeo	\$49,286	\$59,636	2.3%	0.30
Trabajos de construcción	\$39,429	\$45,540	1.7%	0.23
Isopentano	\$9,857	\$10,843	0.4%	0.06
Línea de Transmisión	\$23,810	\$26,190	1.0%	0.13
Planta generadora	\$887,143	\$975,857	37.5%	4.96
Torre de enfriamiento	\$59,143	\$65,057	2.5%	0.33
Subestación	\$9,857	\$10,843	0.4%	0.06
Operarios	\$137,143	\$64,217	2.5%	0.33
Mantenimiento	\$197,143	\$92,311	3.5%	0.47
Costo Total	\$2,447,810	\$2,602,844		
Generación [kWh]	52,560,000	19,688,808		
COSTO NIVELADO [US\$/kWh]	13.22			

Análisis con Venta de Bonos De CO2

Valores en US\$

	Precio 2008	VP	% VP	VP [US\$/kWh]
Acondicionamiento del sitio	\$49,286	\$59,636	2.3%	0.29
Perforación de Pozo Productor	\$985,714	\$1,192,714	45.8%	5.79
Sistema de bombeo	\$49,286	\$59,636	2.3%	0.29
Trabajos de construcción	\$39,429	\$45,540	1.7%	0.22
Isopentano	\$9,857	\$10,843	0.4%	0.05
Línea de Transmisión	\$23,810	\$26,190	1.0%	0.13
Planta generadora	\$887,143	\$975,857	37.5%	4.73
Torre de enfriamiento	\$59,143	\$65,057	2.5%	0.32
Subestación	\$9,857	\$10,843	0.4%	0.05
Operarios	\$137,143	\$64,217	2.5%	0.31
Mantenimiento	\$197,143	\$92,311	3.5%	0.45
Costo Total	\$2,447,810	\$2,602,844		
Generación [kWh]	52,560,000	19,688,808		
Venta de Bonos	248,390	116,308		0.59
Total		2,486,536.4		
COSTO NIVELADO [US\$/kWh]	12.63			

Tabla 6. Costo nivelado de Generación (con Bonos de Carbono)

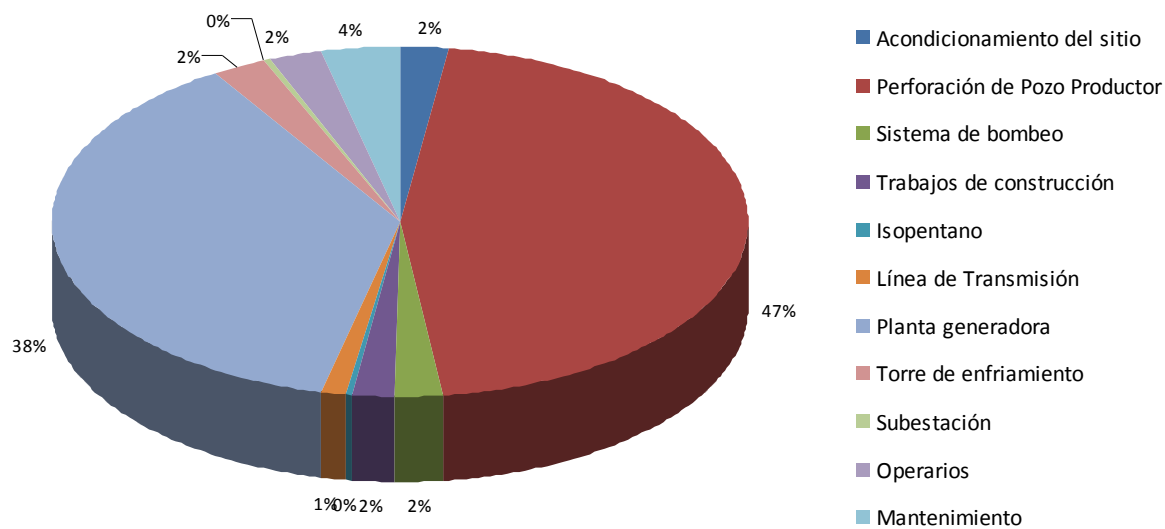


Figura 10. Composición del costo nivelado de generación.
Fuente: el autor

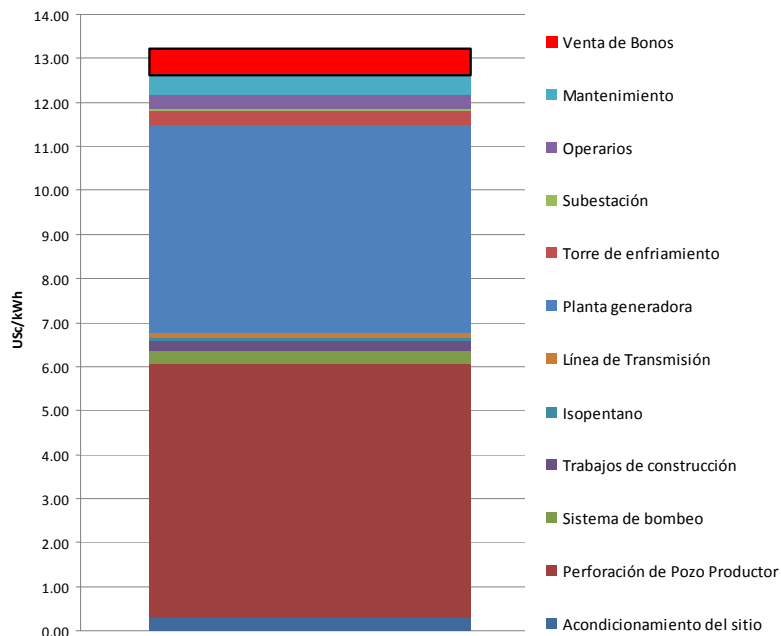


Figura 11. Composición del costo nivelado de generación.
Fuente: el autor

CAPITULO VI

EPILOGO

Al realizar un análisis comparativo contra otras fuentes de generación de electricidad, se puede apreciarse de inmediato con los resultados obtenidos en la sección anterior, que el costo de esta tecnología basada en plantas de ciclo binario es aun bastante caro, pues mientras que el costo de inversión del kW instalado es de \$3,187 USD/kW para el caso del proyecto Tuleckeck; se tiene por ejemplo para las centrales diesel de pequeña escala (<5 MW) que este es del orden de \$1,600 a \$1900 USD/kW. En el caso de las centrales geotérmicas, el costo del kW instalado va de los \$1,400 a los \$1,512 USD/kW para las centrales actualmente operando en México (COPAR, 2006).

En lo que respecta al costo nivelado de generación, en las centrales diesel de pequeña escala (<5 MW) se tiene un costo unitario de 6 ¢USD/kW en México (Copar 2006). En centrales geotérmicas de pequeña escala, el Banco Mundial³⁴ ha estimado costos que van de los 6 a los 10.5 US¢/kWh como costo nivelado de la energía, dependiendo del tipo de tecnología utilizada, el país en donde se han construido las centrales, su riesgo país, etc. Así, un costo nivelado de generación en el proyecto de Tulechek de 13.22 centavos de dólar norteamericano resulta excesivamente caro, aun y cuando este pudiera atenuarse al lograr vender los Certificados de Emisiones que se obtuvieran del proyecto, pues aun a 12.63 centavos de dólar, sugiere una inviabilidad económica del proyecto.

La importancia del costo nivelado de generación, está expresada mediante el porcentaje de participación de cada actividad sobre el mismo, de tal manera que como puede observarse en los gráficos de la sección anterior, solo el costo de la perforación del pozo y la adquisición de la central de ciclo binario, representan el 85% del costo total del proyecto, por lo que se deduce de inmediato que cualquier esfuerzo para disminuir estos rubros, impactaría favorablemente la economía del proyecto.

En el caso de lograr desarrollar este como un proyecto MDL, la contribución de la posible venta de CRE's a la economía del proyecto, no logra una contribución suficiente para lograr ubicar el costo nivelado de la energía a un costo competitivo en el SEBC. Aun y cuando existen otras contribuciones indirectas que beneficiarían el desarrollo de este proyecto, tales como la generación de empleos permanentes y temporales en el sitio del proyecto, la disminución de la generación térmica existente en la zona, etc.

El análisis realizado, mas que obtener un resultado, establece una metodología de cálculo que permite combinar las técnicas usuales del análisis económico, como el del valor presente, con el cálculo de las emisiones de gases de un proyecto y su influencia en el costo nivelado de la generación de electricidad.

³⁴ <http://web.worldbank.org>

CONCLUSIONES

El trabajo desarrollado para evaluar la contribución financiera de los bonos de carbono en el desarrollo de un proyecto de pequeña escala para la generación de energía eléctrica en el Valle de Mexicali, ha permitido comprender y adaptar la metodología del Mecanismo de Desarrollo Limpio en el proyecto geotérmico Tulecheck. Así mismo, se logró determinar un factor de emisiones para los gases de efecto de invernadero en el sistema Baja California y con ello, calcular la cantidad de emisiones de gases que se lograría reducir al llevar a cabo el proyecto de instalar una planta generadora de 300 kW en Tulecheck.

Los resultados obtenidos en el análisis económico practicado, muestran que a pesar de lograr tener ingresos adicionales en el proyecto por concepto de la venta de los Bonos de Carbono, el costo de instalación de esta tecnología es muy superior al de otras fuentes de generación, lo que de momento lo hace inviable económicamente con los costos de generación actuales. Esta limitante se debe principalmente a que el recurso geotérmico en la zona de estudio, es de baja capacidad, es decir, lograr un incremento en los ingresos por venta de energía y por venta de los Bonos de Carbono requiere contar con un recurso geotérmico de mayor potencial.

La aplicación de la metodología del MDL a un proyecto de generación de pequeña escala, continua siendo compleja, a pesar de contar con una versión simplificada de la misma, no resulta fácil que una empresa interesada en la generación de electricidad aplique los principios y normas que requiere la formulación de un proyecto MDL, lo que hace que las empresas acudan a los despachos y firmas especialistas en este tipo de gestión, incrementándose con ello los costos de transacción para la inscripción de este tipo de proyectos ante la Junta Ejecutiva del MDL.

Al realizar el análisis de los costos y las inversiones de este tipo de proyectos, emerge de inmediato el peso de las economías de escala, pues mientras una planta geotérmica convencional de 100 MW, su costo de instalación ronda los \$1,600 USD/kW, la planta de ciclo binario propuesta en el proyecto Tulechek resultó del orden de los \$3,200 USD/kW, costo excesivamente elevado incluso si se le compara con una planta diesel de esa capacidad.

Respecto al costo nivelado de generación, este también resulta elevado, al comparársele con el costo nivelado de otras fuente de generación disponibles en la zona de Mexicali, como son las plantas de ciclo combinado alimentadas por gas natural y la geotérmica de Cerro Prieto; por lo que se ve difícil que los proyectos geotérmicos de pequeña escala sean de interés en este momento para la empresa eléctrica del estado y mucho menos para los particulares. Resulta entonces necesario el apoyo vía subsidio o fiscal por parte del estado a fin de promover e incentivar este tipo de proyectos, como se hace en diversos países como Alemania, Estados Unidos y Canadá, en donde se apoya con recursos del estado la generación de energía eléctrica a las compañías que utilizan fuentes renovables de generación.

El gobierno Mexicano ha impulsado recientemente la denominada Reforma Energética y logrado su aprobación en las cámaras, en donde se plasma el compromiso del estado a apoyar la generación de electricidad mediante el uso de las fuentes renovables, como el viento, las mareas, la geotermia y el sol, pero no se hace claro el mecanismo con el que se pretende incentivar el desarrollo de este tipo de proyectos, o al menos, se fijen metas y compromisos para alcanzar un cierto porcentaje de energía “verde” en la matriz energética del país.

Otro aspecto no tratado en profundidad en este trabajo, es el de que en México, a pesar de que el gobierno federal ha firmado y ratificado el Protocolo de Kyoto desde el año 2000, poco se ha avanzado hacia legislar para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero en el país, pues a pesar de no tener la obligatoriedad bajo el Protocolo, de reducirlas a un nivel igual al que se tuvo en el año de 1990, si debiera existir un acuerdo nacional para limitar las emisiones de esos gases y obligar a las compañías públicas o privadas, a establecer límites y metas compromiso de reducción de emisiones a la atmósfera, so pena del pago de multas que hicieran mas claro y viable el compromiso con el medio ambiente.

Finalmente, una conclusión que se alcanza al haber realizado este trabajo, es de que la hipótesis planteada inicialmente, de que mediante la contribución de los Bonos de Carbono se le daría viabilidad financiera a proyectos geotérmicos de pequeña escala, queda rechazada, pues se ha evaluado ya y resulta una contribución muy marginal a la economía del proyecto.

ACRONIMOS

AC	Mecanismo de Aplicación Conjunta
AD	Autoridad Designada
ACM	Approved Consolidated Baseline Methodology
AIJ	Activities Implemented Jointly
AND	Autoridad Nacional Designada
AOD	Entidad Operativa Designada
AAUs	Assigned Amount Units
BBL	Barriles
BC	Baja California
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEI	Banco Europeo de Inversiones
BEP	Barriles Equivalentes de Petróleo
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BR	Base de Referencia
CAF	Corporación Andina de Fomento
CDM	Clean Development Mechanism
CE	Comercio de emisiones
CER	Certified Emissions Reductions
CRE	Certificados de Reducción de Emisiones
CF	Cubic Feet
CFB	Carbon Finance Business
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México
CGI	Chevron Geothermal Indonesia
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CII	Corporación Interamericana de Inversiones
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNG	Costo Nivelado de Generación
COP	Conferencia de las Partes
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CO2	Dióxido de Carbono
DDP	Documento de Proyecto
EB	Base de Referencia
EDC	Energy Develepoment Corporation
EE	Escenario de Fugas
ENEL	Compañía de Energia Italiana
EOD	Entidades Operacionales Designadas
EP	Escenario del Proyecto
ESC	Contrato de Venta de Energía
ESCO Fund	Fondo de Energía Limpia y Eficiencia Energética en ALCA
ETS	Mercado de Carbono Europeo

EUR	Emission Reduction Units
FB	Fondo de BioCarbono
FCDC	Fondo de Carbono para el Desarrollo Comunitario
FE	Factor de Emisión correspondiente a un proceso
FE	Factores de Emisión
Fej	Factor de Emisión de la fuente j
FEj,i	Factor de Emisión del GELi de la fuente j
Femc	Factor de Emisión en el período de construcción
Femo	Factor de Emisión en el período de operación
FENERCA	Fondo de Energías Renovables para América Central
Fered	Factor de Emisión de una red eléctrica
FFEM	Fonds Français pour l'Environnement Mondial
FFT	Fondos Fiduciarios Temáticos
FgH-ISI	Fraunhofer Institut für System Technik und Innovations Forschung
FHET	Fondos Hemisféricos de Energía y Transporte Sostenibles
FI-UNAM	Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
FOCER	Fortalecimiento de la Capacidad para el Desarrollo de Energías Renovables en América Central
FOMIN	Fondo Multilateral de Inversiones
Gcal	Giga caloría
GCE	Las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención
GEF	Global Environmental Facility
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GHG	Green House Gas
GN	Gas Natural
Grupo BID	Grupo del Banco Interamericano de Desarrollo
GTC	Grupo de trabajo conjunto (OSACT/IPCC)
GWP	Global Warming Potencial
IET	Internacional Emissions Trading
IETA	Internacional Emissions Trading Association
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
INELEC	Impulsora Nacional de Electricidad
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JE	Junta Ejecutiva del mecanismo MDL
LEG	Grupo de expertos en PMA
JI	Joint Implementation
JLG	Grupo conjunto de enlace (CMNUCC, CBD y CLD)
JOC	Contrato de Operación Conjunta
LaGeo	Geotérmica Salbadoreña
mc	Margen de Construcción
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MOP	Meeting of Parts
mo	Margen de Operación

MW	Mega watt
MWh	Mega watt-hora
NGGIP	National Greenhouse Gas Inventories Programme
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
ONG	Organizaciones no Gubernamentales
ONU	Organización de Naciones Unidas
OSACT	Organo Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico
OSACT	Organo Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico
OSI	Organo Subsidiario de Implementación
O&M	Operación y Mantenimiento
PAA	Plan de Administración Ambiental
PCA	Potencial de Calentamiento Atmosférico
PCF	Prototype Carbon Fund
PCF	Fondo Prototipo de Carbono del Banco Mundial
PDD	Project Document Design
PK	Protocolo de Kyoto
PLN	Persero
PNA	Planes Nacionales de Asignación
PNE	Plan Nacional de Expansión
PNOC	Philippine National Oil Company
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PP	Proponente del Proyecto
PT	Pertamina
Q	Unidad de Actividad de Proyecto
Qred	Energía Eléctrica suministrada a la Red Anualmente
RCE	Reducciones Certificadas de Emisiones
RP	Reunión de las Partes
SEBC	Sistema Eléctrico Baja California
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, México
SENER	Secretaría de Energía, México
TIR	Tasa Interna de Retorno
tCO₂e	Tonelada de CO ₂ equivalente
UABC	Universidad Autónoma de Baja California
UCR	University of California, Riverside
UNEP	United Nations Environmental Programme
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UPM	Universidad Politécnica de Madrid
URE	Unidades de Reducción de Emisiones
USAID	Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
WMO	World Meteorological Organization

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Alvarez, R. J. (1992). *Exploración geotérmica en Tulechek*. Tesis para obtener el Diploma de la Especialidad en Geotermia. Universidad Autónoma de Baja California.

Bloomfield, K. K.; Moore J.N.; Neilson R.M. (2003). *Geothermal Energy Reduces Greenhouse Gases*. GRC Bulletin, March-April 2003.

Campbell, H., Elders, W., Reyes, J., Ramirez, J., Vega, M., Carreón, C. (1993). *Potential for Direct-Use of Geothermal Energy for the Mexicali Valley, Baja California, Mexico*. Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 17 Oct. 1993.

Carbon Finance (2006). *Conference on Risk and Opportunities in Emission markets*. London 9 & 10 October, 2006.

CDM/EB 36/Version 13. *Clean Development Mechanism. UNFCCC/ Indicative Simplified baseline and monitoring methodology for selected small-scale CDM project activity categories*.

COPAR. (2005). *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*. CFE.

Elder John. (1976). *The bowels of the earth*. Oxford Univ. Press. ISBN 0-19-854413-8.

Elders W.A., Campbell R. H. (1996). *Direct Use Potential of the Tulecheck Geothermal Area, B.C, Mexico*. Geothermal Resources Council Transactions, Vol 20, Sep/Oct 1996.

Espíndola, H. S. (2006). *Viabilidad económica de Proyectos Geotermoeléctricos, un enfoque integral*. Tesis para obtener el título de Ingeniero Mecánico. Universidad Nacional Autónoma de México. Julio 2006.

Firor, J. (1990). *The changing Atmosphere: A Global Challenge*. New Haven: Yale University Press.

Fonseca L. H., De la Peña L.A., et al. (1981). *Extensión del Campo de Cerro Prieto y Futuras zonas con probabilidades geotérmicas. Tercer Simposio sobre el campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California*. Guadalajara Jal., México. Pp. 384-421.

Geotermia (2004). *Revista Mexicana de Geoenergía*. Vol. 17, No.1, Jul-Dic. 2004

Geothermal Education Office. <http://www.geothermal.marin.org>

Grant, M., Donalson, I., Bixley, P. (1982). *Geothermal Reservoir Engineering*. Academic Press.

Kesting, Joseph; DiPippo, Ronald; et al. (1980). *Sourcebook on the Production of Electricity from Geothermal Energy*. DOE/RA/28320-2. United States, Department of Energy.

Labat, S. and White, R.R. (2007). *Carbon Finance. The Financial Implications of Climate Change*. Wiley & Sons Inc., ISBN 13-978-0-471-79467-7.

Labat, S. and White, R.R. (2002). *Environmental Finance. A Guide to Environmental Risk Assessment and Financial Products*. Wiley & Sons Inc., ISBN 0-471-12362-5.

Naciones Unidas (2001). Decisión 17/CP.7 y Anexo: *Modalidades y procedimientos de un mecanismo para un desarrollo limpio, según se define en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto*, FCCC/CP/2001/13/Add.2.

Programa Synergy-2002. Metodologías para la implementación de los Mecanismos flexibles de Kyoto-Mecanismo de Desarrollo Limpio en Latinoamérica y el Caribe. Enero 2005.

Sánchez V. Raúl A. (2005). *Rural Electrification in Mexico from Low Enthalpy Geothermal Resources. Maguarichic Off Grid Power Plant, Mexican Experience*. Proceedings World Geothermal Congress, 2005. Antalya, Turkey.

Sanyal, S.K. (2005). *Levelized Cost of Geothermal Power – How Sensitive Is It?*. GRC Transactions, Vol. 29, 2005.

Torrez-Rodríguez, Vicente. *Geothermal Chart of Mexico*. (2000). Proceedings World Geothermal Congress. Kyushu-Tohoku, Japan. May 20-Jun 10, 2000.

The World Bank (2008). *State and Trends of the Carbon Market 2008*. Washington, D.C. May 2008. World Bank Institute.

UABC (2006). Instituto de Ingeniería. Área de Sistemas Energéticos: *Actualización de la planificación energética de las ciudades de Mexicali y Tijuana, Baja California. Reporte Final*.

UNFCCC (2001). *Informe de la Conferencia de las Partes sobre su Séptimo Período de Sesiones, Celebrado en Marrakech, del 29 de Octubre al 10 de Noviembre de 2001*. COP/2001/13/Add.2.

Willis, A., and Desjardins, J. (2001). *Environmental Performance: Measuring and Managing What Matters*. Toronto. Canadian Institute of Chartered Accountants.

REFERENCIAS DE INTERNET

- Banco Mundial
<http://www.worldbank.org>
- International Monetary Fund
<http://www.imf.org>
- Banco Interamericano de Desarrollo
<http://www.bid.org>
- Inter-American Development Bank
<http://www.iadb.org>
- United Nations Framework Convention on Climate Change
www.unfccc.org
- Secretaría de Energía, Mexico
www.energia.gob.mx
- Comisión Federal de Electricidad
www.cfe.gob.mx
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público, México
www.shcp.gob.mx
- Geothermal Resources Council
www.geothermal.org
- Geothermische Vereinigung
<http://www.geothermie.de/>
- Geothermal Education Office
<http://www.geothermal.marin.org>
- Japan International Cooperation Agency
www.jica.go.jp
- Euro Money
www.euromoney.com
- Organización Latinoamericana de Energía
www.olade.org.ec/php/index.php

- World Energy Council
<http://www.worldenergy.org>
- CO2
<http://www.co2e.com/>
- Comisión Reguladora de Energía, Mexico
<http://www.cre.gob.mx>
- US Geological Survey
<http://www.usgs.gov>
- New Carbon Finance
www.newcarbonfinance.com
- Emisión Marketing Association
www.emission.org
- Environmental Financial Products, Chicago
www.chicagoclimatex.com
- UK Climate Impacts Programme
www.ukcip.org.uk
- Netherlands ETS
www.minvrom.nl
- Global Climate Coalition
www.globalclimate.org
- Point Carbon
www.pointcarbon.com

Anexo I

ANEXO I**Países del Anexo I del Protocolo de Kyoto**

Alemania	Japón
Australia	Latvia
Austria	Liechtenstein
Bélgica	Lituania
Bulgaria	Luxemburgo
Canadá	Mónaco
Comunidad Europea	Netherlands
Croacia	Noruega
Dinamarca	Nueva Zelanda
España	Polonia
Estados Unidos	Portugal
Estonia	Reino Unido
Federación Rusa	Republica Checa
Finlandia	Rumania
Francia	Slovakia
Grecia	Slovenia
Hungría	Suecia
Irlanda	Suiza
Islandia	Ucrania
Italia	

Tabla 7. Países del Anexo I del Protocolo de Kyoto

Anexo II

ANEXO II

Análisis del Valor Presente

ANÁLISIS ECONÓMICO

Factor de descuento	1.21	1.10	1.00	0.91	0.83	0.75	0.68	0.62	0.56	0.51	0.47	0.42	0.39	0.35	0.32	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18	0.16
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Acondicionamiento del sitio	\$59,636																					
Perforación de Pozo Productor	\$1,192,714																					
Sistema de bombeo	\$59,636																					
Trabajos de construcción	\$23,854	\$21,686																				
Isopentano		\$10,843																				
Línea de Transmisión		\$26,190																				
Planta generadora		\$975,857																				
Torre de enfriamiento		\$65,057																				
Subestación		\$10,843																				
Operarios			\$6,857	\$6,234	\$5,667	\$5,152	\$4,684	\$4,258	\$3,871	\$3,519	\$3,199	\$2,908	\$2,644	\$2,403	\$2,185	\$1,986	\$1,806	\$1,642	\$1,492	\$1,357	\$1,233	\$1,121
Mantenimiento			\$9,857	\$8,961	\$8,146	\$7,406	\$6,733	\$6,121	\$5,564	\$5,058	\$4,598	\$4,180	\$3,800	\$3,455	\$3,141	\$2,855	\$2,596	\$2,360	\$2,145	\$1,950	\$1,773	\$1,612
Generación [kWh]			2,102,400	1,911,273	1,737,521	1,579,564	1,435,967	1,305,425	1,186,750	1,078,864	980,785	891,623	810,566	736,878	669,889	608,990	553,628	503,298	457,543	415,949	378,135	343,759
Ton CO2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
US\$ por CO2			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 8. Análisis Económico. Caso sin Bonos de Carbono

ANÁLISIS ECONÓMICO

Factor de descuento	1.21	1.10	1.00	0.91	0.83	0.75	0.68	0.62	0.56	0.51	0.47	0.42	0.39	0.35	0.32	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20	0.18
	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Acondicionamiento del sitio	\$59,636																				
Perforación de Pozo Productor	\$1,192,714																				
Sistema de bombeo	\$59,636																				
Trabajos de construcción	\$23,854	\$21,686																			
Isopentano		\$10,843																			
Línea de Transmisión		\$26,190																			
Planta generadora		\$975,857																			
Torre de enfriamiento		\$65,057																			
Subestación		\$10,843																			
Operarios			\$6,857	\$6,234	\$5,667	\$5,152	\$4,684	\$4,258	\$3,871	\$3,519	\$3,199	\$2,908	\$2,644	\$2,403	\$2,185	\$1,986	\$1,806	\$1,642	\$1,492	\$1,357	\$1,233
Mantenimiento			\$9,857	\$8,961	\$8,146	\$7,406	\$6,733	\$6,121	\$5,564	\$5,058	\$4,598	\$4,180	\$3,800	\$3,455	\$3,141	\$2,855	\$2,596	\$2,360	\$2,145	\$1,950	\$1,773
Generación [kWh]			2,102,400	1,911,273	1,737,521	1,579,564	1,435,967	1,305,425	1,186,750	1,078,864	980,785	891,623	810,566	736,878	669,889	608,990	553,628	503,298	457,543	415,949	378,135
Ton CO2			591	538	489	444	404	367	334	303	276	251	228	207	188	171	156	142	129	117	106
US\$ por CO2			12,420	11,290	10,264	9,331	8,483	7,712	7,010	6,373	5,794	5,267	4,788	4,353	3,957	3,597	3,270	2,973	2,703	2,457	2,234

Tabla 9. Análisis Económico. Caso con Bonos de Carbono