

CAPITULO IV

Aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio

En este capítulo se hará la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio relacionado con el aprovechamiento de recursos geotérmicos, para este caso haremos el uso de la tecnología de Plantas con Ciclo Binario, también se mencionarán ejemplos de proyectos geotérmicos aprobados como MDL en países como Guatemala, Indonesia, República de Filipinas, Nueva Guinea, El Salvador y Nicaragua así como las reducciones anuales esperadas de cada proyecto.

Se hará un análisis técnico-financiero, con el cual se esperan obtener resultados que hagan viable la realización del proyecto, para llevarse a cabo en los campos geotérmicos de México, se pretende anexar una Unidad de Ciclo Binario, lo único que necesita esta unidad es energía calorífica con una temperatura mínima de 175°C. el recurso puede ser totalmente líquido, o una mezcla de agua-vapor.

Se recurrirán a diferentes herramientas como: el método de línea base, el de adicionalidad, se describirán los parámetros que se tomaron en cuenta para poder realizar este análisis, se mostrarán también los costos de inversión, gastos de operación y mantenimiento, el valor presente neto, tasa interna de retorno, y finalmente el índice beneficio costo, todo teniendo en cuenta distintos escenarios.

4.1 Proyectos geotérmicos aprobados como MDL

Los proyectos acogidos al MDL se gestionan, como ya se ha indicado, a través de un organismo regulador, la Junta Ejecutiva del MDL (JE), y las reducciones o absorciones conseguidas con la ejecución de los proyectos deben ser verificadas y certificadas por Entidades Operacionales Designadas (EOD) acreditadas por la Conferencia de las Partes (COP). Para llevar a buen fin un proyecto y obtener las CERs, las Partes participantes deberán demostrar una reducción real medible y prolongada en el tiempo de emisiones o secuestro de carbono, teniendo en cuenta el requisito de adicionalidad ambiental del proyecto, es decir, que la reducción conseguida de las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero (GEI) no se hubiera producido de no realizarse el proyecto registrado.

Las reglas para la selección de cualquier proyecto MDL deben de ser tales que protejan los ecosistemas, eviten impactos indeseables y promuevan el cumplimiento de la normativa. Los proyectos deben ser consistentes con los objetivos y la evolución de los convenios sobre medio ambiente, al igual que con la legislación ambiental local y/o nacional. La metodología para calcular bases de referencia y fugas, debe de ser sólida.^{x1}

En los incisos siguientes indicaremos los Proyectos Geotérmicos que han sido aprobados como Proyectos MDL e indicaremos las características más importantes de cada uno.

4.1.1 Proyecto geotérmico de San Jacinto Tizate

Este proyecto Geotermoeléctrico fue registrado el 8 de Abril de 2006. La Geotermoeléctrica de San Jacinto Tizate está ubicada cerca de la ciudad de León, Nicaragua, a 90 Km al noroeste de Managua. Nicaragua se encuentra en el istmo Centroamericano, que limita con en mar Caribe y al norte con el Océano Pacífico, entre Costa Rica y Honduras.



Figura 4.1. Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de San Jacinto Tizate.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

El sitio del proyecto está aproximadamente a 2 km al norte de Caserío de San Jacinto que es la parte norte de la colina Tizate como se muestra en la Figura 4.1. El proyecto cubre aproximadamente 8 km². Las plantas se instalaron a una altura de 200 metros sobre el nivel del mar. Los pozos se encuentran entre 160 y 180 metros sobre el nivel del mar en la zona de San Jacinto.

El proyecto de la construcción de la planta geotérmica tiene los siguientes objetivos:

- Crecimiento económico y reducción de la pobreza. Al proporcionar electricidad limpia, mejorará la actividad industrial de San Jacinto, contribuyendo al mismo tiempo para la reducción de los costos de la generación de electricidad.
- Aumentar la inversión extranjera en el país.
- Beneficios para el medio ambiente, es decir, mediante la reducción de contaminantes de aire, como el óxido de nitrógeno, óxidos de azufre, monóxido de carbono y las partículas finas se emitan a la atmósfera debido a la reducción de la combustión de combustibles fósiles.

- Reducción la dependencia de la importación de combustibles fósiles.
- Generación de 500 empleos para la población local.

El proyecto consistió en la construcción de una planta geotérmica de 66MW, la cual se llevó a cabo en dos fases:

En la primera fase se instalaron 20MW utilizando plantas de ciclo combinado. Para lograr los primeros 10MW de esta fase, se instalaron dos unidades de 5 MW de vapor (Back Pressure), y equipo asociado con turbogeneradores. En esta planta, el vapor se expande a través de una o varias turbinas a contrapresión. En la segunda etapa de la primera fase se instalaron los 10 MW restantes. Esto fue posible al utilizar la energía obtenida por condensación de la primera etapa, donde esta energía adicional es capturada en intercambiadores de calor y trasladada a un secundario (binario), bajo el punto de ebullición de fluidos, tales como el isopentano, que se desarrolla a través de turbogeneradores y separadores en un sistema de circuito cerrado. En la Figura 4.2 se muestra un diagrama de la fase 1.

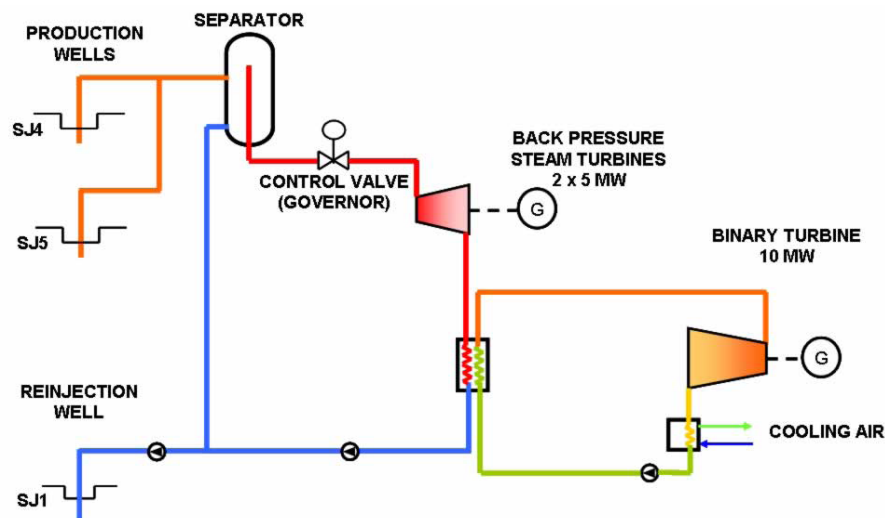


Figura 4.2. Diagrama de la primera fase del proyecto de San Jacinto Tizate.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

En la segunda fase del proyecto se instalaron 46MW mediante la utilización de turbinas de condensación. Para lograr este objetivo se tuvo la necesidad de producir fluido de trabajo adicional, esto fue posible por la apertura de ocho nuevos pozos de producción. En la Figura 4.3 se muestra el diagrama de la segunda fase del proyecto, utilizando las turbinas de condensación.

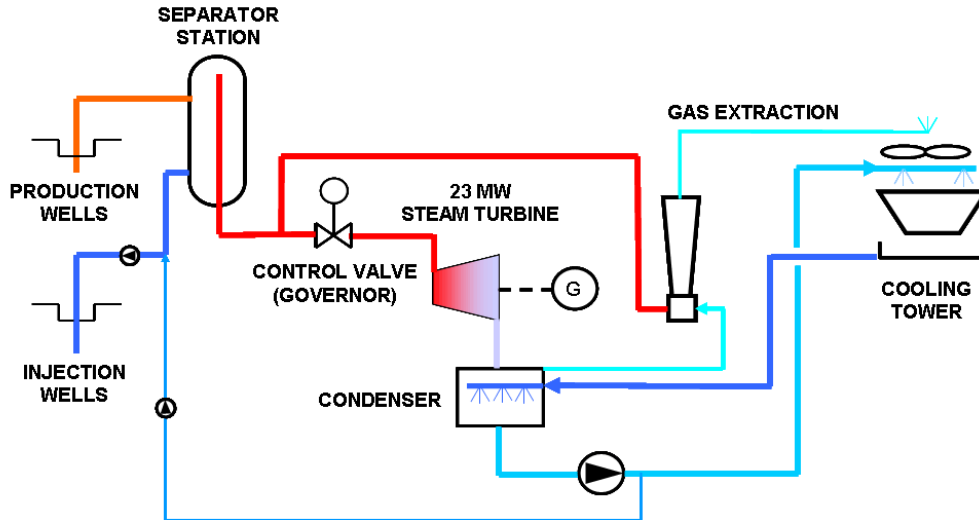


Figura 4.3. Diagrama de la segunda fase del proyecto de San Jacinto Tizate.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Este proyecto fue aprobado en el año 2006, y finalizó en el año 2008. El margen de factor de emisión es de 0.754 tCO₂/MWh, con una reducción de emisión de 30,000 tCO₂ por año. Nicaragua tiene la menor generación de electricidad geotérmica en América Central, sin embargo, su generación de electricidad se basa en energía térmica por encima del 72%. Además, la demanda de energía creció de 296 MW en 1993 a 381 MW en 1998. Esto representa un 28.7% de tasa de crecimiento global en los últimos 5 años, y una tasa media anual del 5.74%. Por tal motivo el gobierno de Nicaragua necesitó la inversión en el sector eléctrico, buscando alternativas de generación por geotérmicas o hidráulica, gracias a que este proyecto no se consideró rentable, pudo clasificarse como proyecto MDL.

4.1.2 Proyecto geotérmico, fase II, La Geo, S.A. de C.V., Berlín

Este proyecto fue registrado el 25 de Mayo de 2006. El campo geotérmico de Berlín se encuentra localizado a 100 Km al este de San Salvador, en el sistema volcánico de Berlín-Tecapa. En la Figura 4.4 podemos observar la localización del proyecto.

El proyecto La Geo consiste en aumentar la capacidad de la planta geotérmica de Berlín a través de la perforación de pozos geotérmicos adicionales. El proyecto aprovecha los recursos del campo geotérmico de Berlín. La temperatura que presenta este campo se encuentra en el rango de 280 a 300°C y cuenta con una presión de 115 bar. Por sus características la planta puede mantener una potencia de 44 MW.

En la actualidad, la central de Berlín cuenta con 2 unidades de condensación (plantas tipo flash), de 31.5 MW cada uno, es alimentada por una producción de 8 pozos en dos fases de fluido en alrededor de 100 kg de vapor por segundo, 10 bar y 180°C temperatura. El fluido extraído es una mezcla agua-vapor, el vapor separado es introducido en la turbina. El 80% del fluido se evapora, y el 20% restante se reinyecta junto con el fluido separado. Para lograr el aumento de la capacidad se instalará una tercera unidad de condensación con salida a generador de 44MW, con una producción neta a la red eléctrica de 42 MW. Para lograr este objetivo es necesario perforar diez pozos adicionales de

producción y tres pozos de reinyección. Se pronostica que este proyecto tendrá una vida útil de 30 años.



Figura 4.4. Localización del campo geotérmico La Geo.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

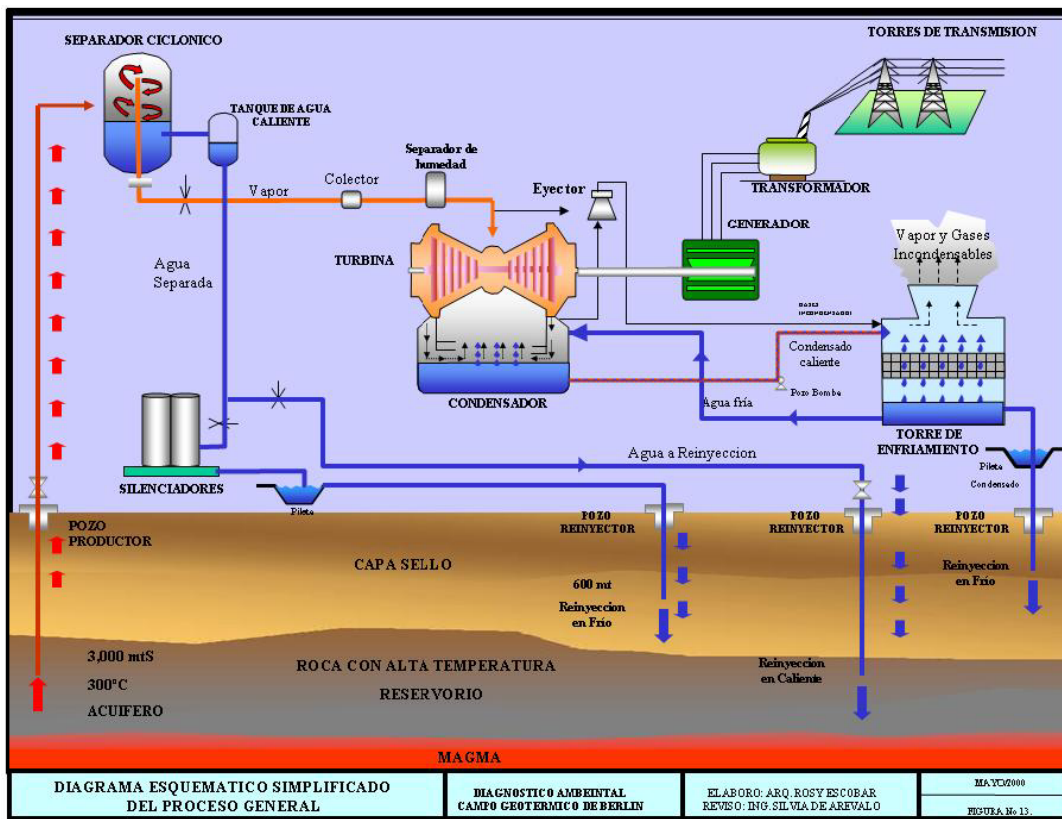


Figura 4.5 Diagrama de la planta geotérmica LaGeo.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

La tecnología que se utilizará en este proyecto consiste en un separador de agua y vapor, posteriormente el vapor es trasladado a la turbina de generación. Al salir de la turbina el vapor es condensado formando un vacío parcial, lo que ocasiona un aumento al máximo de la energía generada por la turbina. El agua caliente condensada es llevada a la torre de enfriamiento, donde se produce un cambio de temperaturas provocando que parte del agua condensada se convierta en vapor y salga a la atmósfera. En la Figura 4.5, se muestra el diagrama del funcionamiento de la planta geotérmica y la tecnología a utilizar.

El proyecto de La Geo, tiene como objetivo principal reducir las emisiones de GEI dando como resultado el desplazamiento de la generación de electricidad mediante combustibles fósiles de plantas térmicas. Se estima que este proyecto tendrá una reducción de 190 tCO₂ anual, con un factor de emisiones de 0.612 tCO₂e/MWh, por lo tanto la reducción de las emisiones totales será aproximadamente de 1,235 ktCO₂ durante los primeros 7 años, como se muestra en la tabla 4.1.

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO₂ equivalente)
2006	137.756
2007	182.840
2008	183.341
2009	182.840
2010	182.840
2011	182.840
2012	183.341
Total estimado de reducciones	1,235,798
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	176,543

Tabla 4.1 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Otro objetivo de La Geo es abastecer la creciente demanda de energía debido a el crecimiento económico y para mejorar el suministro de electricidad, lo cual provocará una mejor distribución de los ingresos en la región, es decir, menos gastos y mas ingresos en los municipios locales de la región. El incremento de la renta regional será utilizado para proporcionar a la población mejores servicios, lo que mejoraría la cobertura de las necesidades básicas. Para lograr este proyecto se propuso a la Junta Ejecutiva del MDL, la cual concluyó que se debiera tomar como un proyecto MDL, por lo que el proyecto se

ajusta a las naciones de energías sostenibles y a las estrategias de mitigación del cambio climático.

4.1.3 Proyecto geotérmico de Lihir

El proyecto fue registrado el 29 de Mayo de 2006, éste proyecto involucró la construcción de una Central Geotermoeléctrica en la isla de Lihir en Papúa Nueva Guinea. La isla de Lihir está situada en el archipiélago de Bismarck aproximadamente a 50 kilómetros cerca de la costa noreste de la provincia de Nueva Irlanda y a 900 kilómetros al noreste del Puerto Moresby a una latitud de $3^{\circ}17' S$ y a una longitud de $152^{\circ}30' E$, como podemos observar en la Figura 4.6. El proyecto logró su registro el 29 de Mayo de 2006. Este proyecto consistió en colocar dicha central en la mina de oro Lihir, la cual es propiedad de Lihir Gold Limited. Esta mina es administrada por Lihir Management Company Ltd, la cual es propiedad al 100% de Lihir Gold Limited.



Figura 4.6 Ubicación de la Central Geotermoeléctrica de Lihir.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

El gobierno de Papúa Nueva Guinea ha establecido como prioridad, la necesidad de implementar nuevas tecnologías que involucren el uso de recursos renovables, los cuales permitan un desarrollo sustentable con la principal misión de electrificar zonas rurales. Este país cuenta con un Factor de Emisiones, EF (por sus siglas en inglés) de $0.704 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$.

Utilizando los recursos geotérmicos de la isla de Lihir para generar electricidad, esta Central tiene la misión de desplazar gran parte los generadores que utilizan diesel como combustible; los cuales son muy comunes en las zonas rurales.

Al inicio del proyecto se tuvo una capacidad instalada de 31.7 MW, con 3 generadores de 11 MW, y posteriormente se agregaron 2 generadores de 11 MW, todos los generadores están acoplados a turbinas de vapor, para el año 2007 ya se contaba con una

capacidad neta de 52.8 MW. El vapor geotérmico es obtenido de las reservas de la propia mina por medio de tres pozos. Estos pozos productores de vapor ya habían sido perforados anteriormente en la mina, con la finalidad de reducir los riesgos que se tienen cuando existen perturbaciones en la presión del vapor.

El proyecto tiene un gran número de contribuciones al desarrollo sustentable específicamente sobre la isla de Lihir de Papua Nueva Guinea. Aparte de los beneficios al ambiente global, localmente, los beneficios se dan principalmente en la reducción de emisiones de la quema de diesel, tales como óxidos de nitrógeno y azufre, monóxido de carbón así como de partículas suspendidas. La Central Geotermoeléctrica también es sustentable ya que usa agua geotérmica así como el vapor que es desechado por la mina de oro durante su operación. Adicionalmente, el proyecto contribuye con la economía del país demostrando que el uso de energía renovable es una excelente alternativa tecnológica que puede ser aplicada en gran escala, con lo que incrementa el bienestar social no sólo de la isla. Con la implementación de este proyecto las emisiones que se reducen son de aproximadamente de 279,000 toneladas de CO₂ equivalente al año como se observa en la tabla 4.2.

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO₂ equivalente)
2006	114,687
2007	286,537
2008	286,537
2009	286,537
2010	286,537
2011	286,537
2012	286,537
2013	286,537
2014	286,537
2015	286,537
2016	95,512
Total estimado de reducciones	2,789,037
Número total de años de acreditación	10 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	278,904

Tabla 4.2 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Aparte de los beneficios que trae a la isla con la implementación de este proyecto, la realización del análisis económico demostró que resultaba ser un proyecto no rentable, con lo que se debía recurrir a los CERs para poder hacerlo atractivo, y la Junta Ejecutiva del MDL, el cual se concluyó que se debiera tomar como un proyecto MDL.

4.1.4 Proyecto geotérmico de Nasulo 20 MW

El proyecto es una Central Geotermoeléctrica de 20 MW localizado en el municipio de Valencia, Provincia Oriental de Negros, Republica de Filipinas. Este proyecto fue registrado el 10 de Diciembre de 2006 y la electricidad generada será destinada para desplazar la electricidad generada por medio de combustibles fósiles y por consiguiente reducir GEI por una cantidad aproximada de 74.975 tCO₂e por año, y una reducción de 524.825 tCO₂e se prevé para los primeros 7 años del periodo de acreditación.

El factor de carga se estima en un 80%, lo que resulta en un promedio de generación de 140 GWh de electricidad anual. El recurso será obtenido del Campo de Producción Geotérmico del Sur de Negros, (SNGPF) por sus siglas en inglés.

Este proyecto es importante, porque la red eléctrica presenta un déficit en el suministro de electricidad que actualmente es proporcionada por las plantas de diesel.

Nasulo contribuirá al desarrollo sostenible del país, así como a la reducción de importación del combustible y electricidad. Por otro lado, contribuirá al objetivo global de la mitigación del cambio climático causado por las emisiones de GEI. El proyecto se llevará a cabo en la Republica de Filipinas como se ilustra en la Figura 4.7, en la provincia de los Negros donde se encuentra el volcán “Cuernos de Negro” Nasulo.

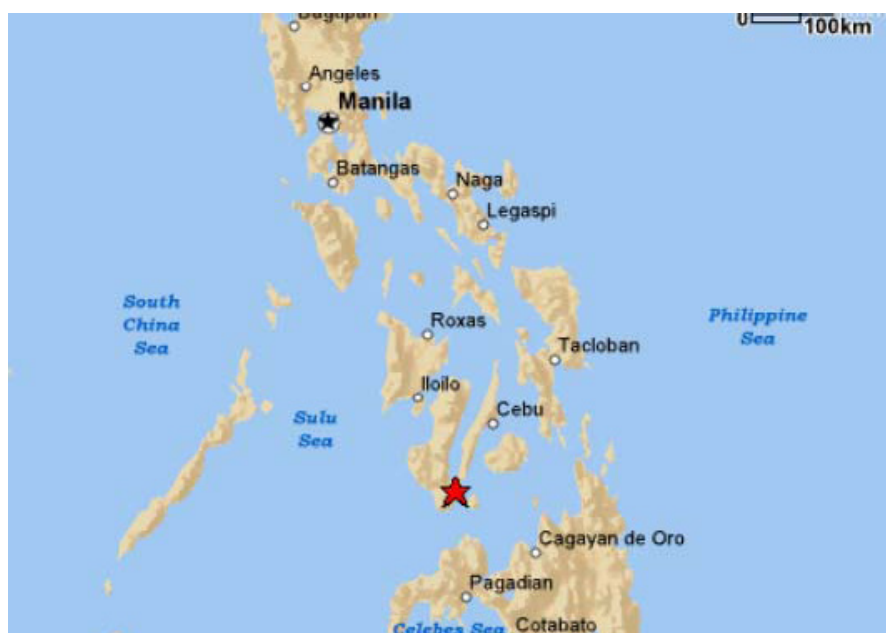


Figura 4.7 Ubicación del proyecto Nasulo.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

El proyecto desarrollará un campo geotérmico de 20 MW, incluyendo la perforación de un pozo de producción y la reinyección de fluidos del sistema, que comprende principalmente un sistema de tuberías con el alivio de presión y un sistema de reinyección. También está considerada la construcción e instalación y puesta en marcha de una de planta de gas y la construcción de una subestación con líneas de transmisión de 138 KV.

En la Figura 4.8 se muestra un diagrama del proceso de la planta, donde el vapor geotérmico surge de la producción de los pozos y es recolectado y dirigido a un separador. Una vez separados los fluidos son devueltos al pozo de reinyección. El vapor separado se envía a los depuradores, obteniendo vapor 99% puro, posteriormente se vapor es enviado a la turbina de la central.

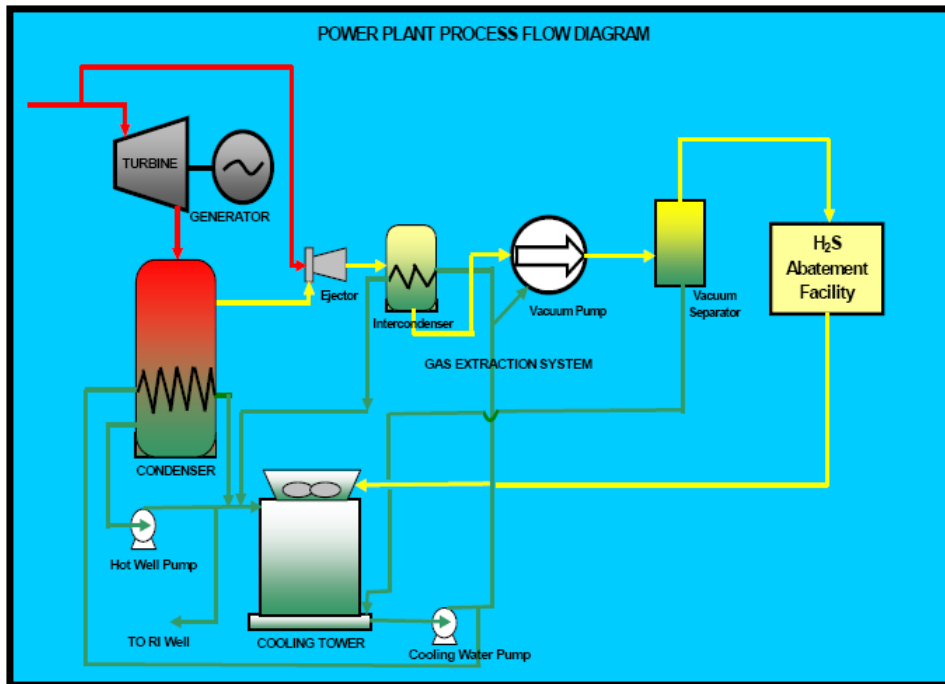


Figura 4.8 Diagrama del proceso de la planta Nasulo.
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC

Se genera electricidad sin que se emitan gases de efecto invernadero. Además, esta electricidad se suministra a la red eléctrica y se desplazan a la electricidad que se produce por la generación de combustibles fósiles. En un principio el proyecto no era atractivo financieramente, como lo era la generación de otras opciones disponibles en las Filipinas.

Este proyecto también se enfrenta a una serie de obstáculos que hacen difícil la aplicación sin el MDL. Muchos obstáculos se derivan del hecho de que Filipinas privatizó el sector de la generación eléctrica en 2001. Por otro lado, la financiación ya no está disponible para la evolución de la energía geotérmica después de la privatización. El promotor del proyecto ha de aprovechar la financiación local a tasas mucho más altas y más cortas (las tasas de interés actuales son denominados en peso, en un 8% al 9.5% a 15 años frente al 1-5% de 25 a 33 años para las antiguas plantas geotérmicas). Además, la financiación local se ha logrado en forma de un préstamo denominado en pesos y la

reciente devaluación de la moneda local ha creado un déficit de financiación, ésta situación plantea un grave problema para la ejecución del proyecto. El proyecto tiene la finalidad de convertir el carbono en financiamiento para cubrir el déficit en un corto plazo. El banco de Filipinas ha incluido disposiciones en el préstamo del patrocinador del proyecto para alcanzar la situación y MDL, una vez que el proyecto se registra como un proyecto del MDL, en el MDL se comprometieron los flujos de efectivo como garantía para el préstamo, por lo tanto, la reducción de la tasa de riesgo y hacer el préstamo fue posible. La energía geotérmica se enfrenta adversos impuestos en las Filipinas, en forma de regalías que no impiden la aplicación de alternativas de combustibles fósiles. En la tabla 4.3, se observa la reducción de emisiones estimadas anualmente.

Años	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO ₂ equivalente)
Feb 2008 – Ene 2009	74,975
Feb 2009 – Ene 2010	74,975
Feb 2010 – Ene 2011	74,975
Feb 2011 – Ene 2012	74,975
Feb 2012 – Ene 2013	74,975
Feb 2013 – Ene 2014	74,975
Feb 2014 – Ene 2015	74,975
Total estimado de reducciones	524,825
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	74,975

Tabla 4.3 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación.

Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

El proyecto tiene una conexión a la red, con cero emisiones, la generación es en base a energía renovable y la actividad cumple todas las siguientes condiciones que se indican en la Base de Metodología:

- El proyecto cuenta con una capacidad de suministro de electricidad (20 MW) de una fuente de energía geotérmica;
- El proyecto no es una actividad que implica pasar de los combustibles fósiles a las energías renovables en el sitio del proyecto
- La red eléctrica es identificada como Luzón y Visayas red, la cual se dispone de información sobre las características de la red.

4.1.5 Proyecto geotérmico de Darajat Unidad III

El proyecto fue registrado el 11 de Diciembre de 2006, el propósito de este proyecto es la de incrementar el número de unidades generadoras que utilizan fuentes renovables de energía en Indonesia, instalando una unidad adicional mediante una fuente geotérmica. El proyecto está a cargo de Chevron Geothermal Indonesia, Ltd, junto con la compañía Pertamina, ambos planean la expansión en sus operaciones en Darajat, en West Java, con la instalación de la Unidad III cuya capacidad es de 110 MW. Situado a 150 km de Jakarta, el área de Darajat se caracteriza por un relieve topográfico mediano. El área está ubicada a un altitud de 1500 m a 2200 m sobre el nivel del mar con una altitud promedio de 1600m, la ubicación exacta es 7°11'9" - 7°15'40" S de Latitud, 107°41'54" - 107°45'40" E Longitud, como se observa en la Figura 4.9. Con la realización de este proyecto se ha incrementado la capacidad instalada nacional con lo cual se atienden las necesidades de energía requeridas. La electricidad producida por esta unidad generadora se anexó al sistema interconectado de Java-Madura-Bali (JAMALI).



Figura 4.9 Ubicación de la Central Geotermoelectrónica
Fuente: Project Design Document form, UNFCCC

El proyecto de anexar una tercera unidad tiene los objetivos siguientes:

- Contribuir con el suministro de electricidad al sistema interconectado de JAMALI para cumplir con las necesidades de energía;
- Evitar Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, las cuales son generadas por plantas que utilizan combustibles fósiles;
- Así como ayudar al gobierno de Indonesia en lograr la diversificación energética con el objetivo de minimizar el uso petrolero incrementando el uso de recursos renovables, y

- Contribuir al desarrollo sustentable en la región West Java en Indonesia.

La nueva unidad consiste de una turbina convencional de vapor. El agua resultante que se condensa se hace pasar a través del sistema de refrigeración por agua ubicada en el mismo escape del condensador y subsecuentemente será arrojado a la atmósfera por medio de una torre de enfriamiento. Este tipo de tecnología es robusto y seguro para el medio ambiente, como lo han demostrado cientos de instalaciones similares alrededor del mundo, incluyendo Indonesia. La misma tecnología está siendo utilizada por las Unidades I y II en proyectos geotérmicos en el mismo lugar.

La unidad III en Darajat reduce las emisiones de GEI emitidas por Indonesia reemplazando las emisiones que generaría una unidad que use combustibles fósiles. En ausencia del proyecto, la generación para la carga base (predominantemente carbón), se utiliza principalmente ya que es un combustible barato lo que favorece a la economía. La expansión de la red eléctrica ha originado que las emisiones se incrementen por lo que utilizar este tipo de generación contribuye a la mitigación de GEI. El Factor de Emisiones que se tienen en el sistema de JAMALI es de 0.754 tCO₂/MWh equivalente y el proyecto puede reducirlo a 0.72386 tCO₂/MWh equivalente, lo que equivale a una reducción de emisiones de 652,173 tCO₂ equivalentes al año como se observa en la tabla 4.4.

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO ₂ equivalente)
2006	54,347
2007	652,173
2008	652,173
2009	652,173
2010	652,173
2011	652,173
2012	652,173
2013	597,826
Total estimado de reducciones	4,565,211
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	652,173

Tabla 4.4 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación.

Fuente: Project Design Document form, UNFCCC.

Las principales limitaciones que enfrentó este proyecto fueron las barreras que presenta la inversión debido a circunstancias políticas y económicas en Indonesia, las cuales impiden cualquier inversión extranjera directa, también las barreras arancelarias que se les impone a los Productores Independientes de Energía, debido a la ausencia de abrir la competencia en el mercado para la venta de electricidad, ya que la producción de electricidad corresponde al estado, las limitaciones que presenta un proyecto geotérmico debido a su ubicación y la mismas naturaleza de los pozos, y finalmente los obstáculos al desarrollo de fuentes alternativas de energía debido a la abundancia de reservas de combustibles fósiles (especialmente ciertos tipos de carbón, que no son posibles exportar) lo que originó una respuesta lógica: el uso CERs para poder realizar el proyecto, que finalmente se consideró como un proyecto MDL.

4.1.6 Proyecto geotérmico de Amatitlán

El proyecto fue registrado el 12 de Diciembre de 2008, el Proyecto Geotérmico de Amatitlán desarrollado por Ortitlán Limitada consiste en una Central Geotérmica ubicada en el Departamento de Escuintla en Guatemala. La Central será ubicada a 28 km al sureste de la Ciudad de Guatemala dentro del Parque nacional Volcán Pacaya cerca de la región conocida como Laguna Calderas a una altitud de 2,000 metros sobre el nivel del mar en la Figura 4.10 se puede observar la localización del proyecto. La capacidad total de la central será de 25.2 MW, con una capacidad neta de 20.5 MW. La Central utilizará 3 turbinas, dos con una capacidad de 12 MW cada una y una de 1.2MW con el que se tendrá una generación de 162 GWh anuales. El proyecto logró su registro el 12 de Diciembre de 2008.

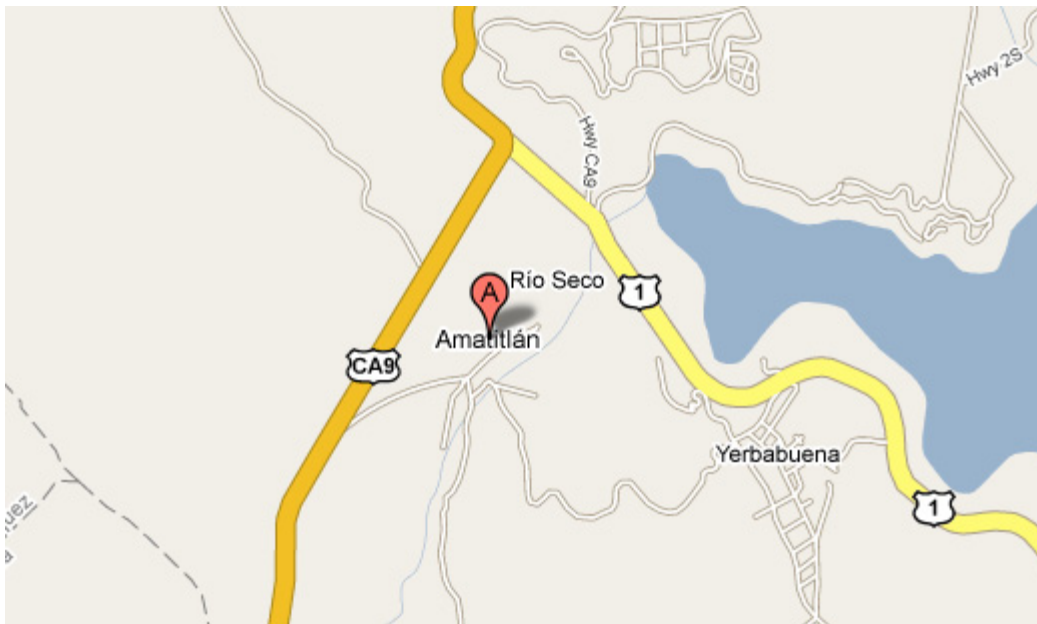


Figura 4.10 Ubicación de la Central Geotermoelectrica de Amatitlán.

Fuente: Google Maps.

El propósito del proyecto es la de utilizar recursos geotérmicos del Campo Geotérmico de Amatitlán para aprovecharlos en una Planta Geotermoelectrica con el cual esta planta quedará conectada al Sistema Nacional Interconectada de Guatemala.

Actualmente el esquema de generación con la que se provee electricidad a Guatemala está basada en la quema de carbón, este país cuenta con un Factor de Emisiones de 0.778 tCO₂/MWh.

El proyecto contribuirá al desarrollo sustentable en el país con los siguientes beneficios:

- Incrementar oportunidades de empleo en el área circundante a la Central. El proyecto generará directamente 500 empleos temporales durante la fase de construcción y 20 empleos permanentes durante la fase de operación.
- Mejora la inversión local enfocados a la mejora ambiental.
- Diversifica los modelos de generación en Guatemala, el proyecto se suma a la carga base lo cual ayudará a cumplir con la creciente demanda de electricidad.
- La electricidad derivada de una fuente geotérmica es independiente de periodos estacionales así como suministros de combustible, lo que hace que el proyecto incremente la estabilidad al sistema eléctrico nacional.
- Se reducirán las emisiones de agentes tóxicos al ambiente ocasionados por el uso de Centrales Carboeléctricas.

El proyecto consistirá en una Central Generadora de ciclo combinado que consiste de dos módulos. El módulo I está compuesto por una turbina de vapor a contrapresión de 1.2 MW importado de Kato Engineerin Minessota. La turbina usa una porción del vapor extraído a una presión aproximada de 9 bar. La energía generada por el vapor es convertida a energía mecánica en un sistema eléctrico trifásico. Posteriormente el vapor es expandido en las turbinas del modulo I y entra a la unidades de ciclo binario ubicadas en el modulo II.

El modulo II está compuesto por dos unidades Ormat Energy Converter (OEC), los cuales usan un Ciclo Orgánico de Rankine, la energía requerida se obtiene del agua separada que pasa por el *bypass* antes del modulo I y del vapor que ha salido del modulo I, la suma de los dos se conducen a un intercambiador de calor que extraerá la energía calorífica proveniente de la mezcla y la transferirá al fluido de trabajo que moverá las turbinas, las cuales producirán electricidad con los generadores acoplados a las mismas. El fluido geotérmico de desperdicio que sale de las unidades OEC son desechados a una temperatura de 75°C, tanto el vapor como el agua separada extraídos del subsuelo son completamente devueltos a los mantos acuíferos mediante pozos de reinyección.

Este proyecto también tiene la finalidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero estimado en 87,978 tCO₂ equivalente al año durante el primer periodo de acreditación, el cual podemos observar la tabla 4.5.

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO2 equivalente)
2008	55,319
2009	82,978
2010	82,978
2011	82,978
2012	82,978
2013	82,978
2014	82,978
2015	27,659
Total estimado de reducciones	580,849
Número total de años de acreditación	7 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	82,978

Tabla 4.5 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación

Fuente: Project Design Document form, UNFCCC

Distintos análisis, principalmente el análisis de barreras indica que este proyecto se enfrenta a importantes obstáculos para su aplicación debido a que la tecnología necesaria para realizar el proyecto no está disponible en la región por lo que el proyecto cumple con los parámetros de un proyecto del tipo MDL.

4.2 Metodología usada en el Proyecto

Las metodologías sirven para poder seguir el camino necesario para el estudio, planeación y gestión del proyecto con la finalidad de poder obtener los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs).

Para el proyecto se hizo uso de la metodología ACM0002 “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*” (Metodología consolidada para la Línea Base para la generación de electricidad en un sistema interconectado mediante recursos renovables). Esta metodología es aplicable a la generación de electricidad con fuentes renovables, siempre y cuando la Planta/Unidad sea conectada a la red, en proyectos que involucren actividades de aumento de capacidad.

La metodología ACM0002 es aplicable bajo las siguientes condiciones:

- El proyecto consistirá en la instalación o modificación/readaptación de una Central Generadora Planta/Unidad y que sea alguno de los siguientes tipos: Hidroeléctrica

Planta/Unidad (ya sea con río de agua corriente o estanque de almacenamiento), Eoloeléctrica Planta/Unidad, Geotermoeléctrica Planta/Unidad, Termosolar Planta/Unidad, Maremotriz Planta/Unidad o generación por medio corrientes marinas Planta/Unidad.

- En caso de una Central Hidroeléctrica:
 - El proyecto es implementado sobre un embalse existente, sin cambio en el volumen de la reserva;
 - El proyecto es implementado en un depósito existente, donde el volumen de la reserva es incrementada y la densidad de la capacidad por área de agua es aumentada como mínimo 4 W/m^2
 - La actividad del proyecto se traduzca en nuevos depósitos y la densidad de capacidad por área de agua de la central, es superior a 4 W/m^2
- El sistema de límites geográficos y de la red del sistema eléctrico pueden ser claramente identificados y la información de sus características estén disponibles;
- Se aplica a la generación de electricidad con conexión a la red desde un relleno sanitario de acuerdo con lo aprobado en “ *Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities*” (Metodología consolidada para la línea base y supervisión de actividades de proyecto de gas de vertedero) (ACM0001) y;
- Existencia de 5 años de datos históricos (o 3 años en el caso de proyectos no hidroeléctricos) tienen que estar disponibles para aquellos proyectos donde se realicen modificaciones/readaptaciones en Centrales Eléctricas existentes.²⁴

La metodología no es aplicable de acuerdo a lo siguiente:

- Proyectos que involucren la migración de combustibles fósiles hacia el uso de recursos renovables en el sitio donde se pretende realizar el proyecto, ya que en este caso, la referencia puede ser otra línea base referente al uso de combustibles fósiles.
- Centrales que usen Biomasa como fuente primaria;
- Hidroeléctricas que requieran la construcción de un estanque o donde el incremento de la capacidad resulte en una densidad por unidad de área menor a 4 W/m^2 .

Esta metodología nos sirve como guía en primera instancia puesto que nos indica que pasos llevar a cabo para saber si aplica o no al proyecto, escoger un alternativa base y demostrar la adicionalidad, además de seguir las formulas para el cálculo de la reducción de emisiones antes del proyecto y una vez que se aplica el proyecto en diversas alternativas

4.2.1 Línea Base

La línea base nos ayuda a comparar ciertos parámetros, es decir, tomamos como base datos muy específicos, los cuales nos servirá como punto de partida para realizar una comparación. En esta tesis tomamos una línea base. En el punto 4.5 veremos la utilización de la línea base en cada gráfica que analizaremos.

²⁴ Fuente: Si la información no está disponible debido a una nueva tecnología o circunstancias excepcionales, se puede solicitar una revisión para que la metodología sea aplicable o para realizar la propuesta de una nueva metodología.

4.2.2 Adicionalidad

La adicionalidad es un proceso importante en la decisión de un proyecto MDL, por lo general siempre se estudian tres pasos para identificar la adicionalidad en un proyecto. El primero de ellos es identificar alternativas, el segundo es el análisis financiero, y el tercero es el análisis de barreras. Estos tres pasos se describen a continuación.

4.2.2.1 Identificación de alternativas posibles a la actividad del proyecto

En este caso se debe de realizar una justificación de la exclusión de alternativas no aptas (tomando en cuenta la comparación con la línea base). Estas se seleccionan tomando en cuenta el cumplimiento de leyes, es decir debe de cumplir con las regulaciones vigentes con las que cuente el país de origen. También es importante tomar en cuenta el tipo de tecnología con la que se cuenta y la disponibilidad de estas mismas.

4.2.2.2 Análisis financiero

En este punto se realiza una comparación económica entre las alternativas identificadas. Es importante señalar que con esta comparación es posible saber si el proyecto es atractivo sin tomar en cuenta los ingresos por la venta de bonos. El análisis se efectúa tomando en cuenta los costos de operación y mantenimiento, los costos de inversión, venta de electricidad, factor de planta, etc. Estos parámetros son importantes para obtener un cálculo más preciso de la Tasa Interna de Retorno (IRR o TIR) y el valor presente neto (VPN), el cual tiene un papel muy importante el cálculo del índice Beneficio-Costo (B/C). Es de gran importancia considerar este análisis a cada alternativa identificada.

Una vez finalizado el análisis, se puede concluir si el proyecto es adicional o no. Esto es posible al realizar una comparación entre la Línea Base y la alternativa económicamente menos atractiva.

4.2.2.3 Análisis de barreras

Por último este análisis se refiere a las complicaciones que puede presentar el proyecto al no ser aceptado ante la Junta Ejecutiva del MDL. Se pueden presentar diferentes tipos de barreras, estos son dados de diferentes maneras, es decir cada proyecto tiene distintos puntos a analizar. A continuación mencionaremos algunas complicaciones frecuentes en proyectos geotérmicos:

- ***Incertidumbre geológica.*** Se considera en el análisis de barreras, ya que en los pozos de producción no se sabe ciertamente si se puede mantener a largo plazo el flujo de fluidos y calor.

- **Inversión adicional.** Muchas veces para poder lograr los objetivos de los proyectos se tiene que perforar nuevos pozos para obtener recursos adicionales de la energía geotérmica.
- **Operación y mantenimiento.** Hay incertidumbre en la frecuencia de la realización del mantenimiento en el futuro.
- **Barreras tecnológicas.** En las barreras tecnológicas, se debe tener en cuenta si estas serán traídas del extranjero o si son nacionales.
- **Mano de obra no calificada.** Hay ocasiones en las cuales en las regiones donde se realizan los proyectos no se cuenta con el personal experimentado, por lo que implica el contrato de personas adicionales.
- **Barreras legales y económicas.** Pueden presentar impedimentos del proyecto, es decir, que el proyecto no cumpla con las expectativas de la región o del medio ambiente.

4.3 Cuantificación de reducciones de CO₂e esperadas por el proyecto

El proyecto geotérmico consistirá en la anexión de una Unidad de Ciclo Binario a un Campo Geotérmico ya existente en México, no necesitará de la construcción de pozos nuevos para su abastecimiento y como es una Unidad de tamaño no considerable comparado con Centrales Geotérmicas a contrapresión o tipo *flash*, su instalación no necesitará de gran inversión.

Todo Proyecto que se pretenda implementar como un Proyecto MDL tendrá que realizar el estudio de las emisiones que reducirá, las emisiones que se tendrán al construirlo y durante su operación, para que finalmente se obtenga la reducción neta que el proyecto tendrá.

4.3.1 Emisiones esperadas para la Línea Base

La línea base para realizar el cálculo de emisiones está dado por:

$$BE_y = GEN_y * EF_y$$

Donde:

BE: Línea Base de emisiones (*tCO₂e*)

GEN: Electricidad administrada por el proyecto a la red (*MWh*)

EF: Factor de emisiones para la Línea Base (*tCO₂e / MWh*)

y: Se refiere al año

También se puede calcular de la siguiente manera:

$$BE_y = \omega_{OM} * EF_{OM}_y + \omega_{BM} * EF_{BM}_y$$

Donde:

EF: Línea Base de emisiones (tCO_2e)

ω_{OM} : Margen de operación, por defecto es 0.5

EF _ OM : Margen de emisiones por operación (tCO_2e / MWh)

ω_{BM} : Margen de construcción, por defecto es 0.5

EF _ BM : Margen de emisiones por construcción (tCO_2e / MWh)

y: Se refiere al año

Las emisiones que se reducirán se calculan en base al factor de emisiones $EF = 0.5368 tCO_2e / MWh$ ²⁵ que se tiene en México, y es el resultado del promedio obtenido de las distintas tecnologías usadas para producir electricidad en nuestro país. La electricidad administrada anualmente por el proyecto a la red (GEN) será de:

$$GEN = 1.5 MW \cdot 0.86 \cdot 24 h \cdot 365 = 11,300 MWh \text{ al año}$$

Entonces:

$$BE_y = 11,300 MWh \cdot 0.5368 tCO_2e / MWh$$

$$BE_y = 6,066.05 tCO_2e \text{ al año}$$

Que es la cantidad de toneladas que ya no se expulsarían a la atmósfera al generar electricidad con el uso del recurso geotérmico, de acuerdo con la tecnología empleada que será la de Ciclo Binario y la capacidad de la unidad en este caso de 1.5 MW netos y teniendo en cuenta un Factor de Planta de 86%.

4.3.2 Emisiones debido al proyecto

De acuerdo a la metodología ACM0002, que refiere también a las emisiones que se esperan por el proyecto debido a las emisiones de gases no condensables producidas por el recurso y a cualquier combustible quemado por la operación de la Central Eléctrica.

Para el caso de proyectos geotérmicos:

$$PE_y = PES_y + PEFF_y + PECG_y$$

Donde:

PES_y : Emisiones de CO_2 debido a la liberación de gases no condensables contenidos en el vapor

$PEFF_y$: Emisiones de CO_2 debidos a la quema de combustibles fósiles

$PECG_y$: Emisiones de CO_2 por el consumo de la red

²⁵ Fuente: ATPAE, 2008.

- Cálculo de CO₂ debido al escape de gases no condensables producidos por el recurso (PES_y):

$$PES_y = (\omega_{Main,CO_2} + \omega_{Main,CH_4} \cdot GWP_{CH_4}) M_{S,y}$$

Donde:

PES_y : Emisiones que se tienen con el proyecto debido a la liberación de CO₂ y CH₄ producidos por el recurso durante el año y

ω_{Main,CO_2} : Fracciones de masa promedio de CO₂ en el recurso

ω_{Main,CH_4} : Fracciones de masa promedio de CH₄ en el recurso

GWP_{CH_4} : Potencial de calentamiento global del metano

$M_{S,y}$: Es la cantidad de vapor producido durante el año y

- Cálculo de CO₂ de la quema de combustibles fósiles por el proyecto ($PEFF_y$):

$$(PEFF_y) = \sum_i F_{i,y} \cdot COEF_i$$

Donde:

$PEFF_y$: Emisiones por la combustión de combustibles relacionadas con la operación de la Central Geotermoeléctrica (tCO_2e)

$F_{i,y}$: Consumo de combustible del tipo de combustible i durante el año y

$COEF_i$: Coeficiente de emisiones de CO₂ del combustible tipo i

- Emisiones de CO₂ debidos por el consumo eléctrico de la red por la Planta ($PECG_y$):

$$(PECG_y) = ECG_y * EF$$

Donde:

$PECG_y$: Dióxido de carbón emitido debido al consumo de energía eléctrica de la red

ECG_y : Consumo anual de energía eléctrica de la red por la planta

EF : Factor de emisiones de la Línea Base (tCO_2e)

- Fugas:

De acuerdo a la metodología ACM0002, las fugas no son consideradas para el proyecto. No se tienen previstas fugas, por esta razón $L_y = 0$

- En resumen las emisiones que se agregarían a la atmosfera por el proyecto en un año son:

$PES_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$, debido a que sólo se extrae el calor del recurso, no se utiliza el vapor, ni el fluido para realizar movimiento mecánico, por ende no existen emisiones de ningún tipo a la atmosfera por usarse un ciclo binario.

$PEFF_y \approx 0 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$, sólo son debidas al uso de vehículos para transporte de personal y equipo. Por esta razón las emisiones serán calculadas tomando como base los consumos actuales de combustible promedio como sigue:

$$PEFF_{1-14} = 180\text{kg} * 0.001 * 3.185\text{tCO}_2 / \text{ton}_{\text{fuel}} = 0.573 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}^{26}$$

$PECG_y = 0 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$, como es un proyecto de aumento de la capacidad instalada en una Central Geotermoeléctrica existente, el consumo eléctrico en caso de usarse se tendría dentro de la misma planta.

Finalmente:

$$PE_{1-14} \approx 0.573 \text{ tCO}_2\text{e} / \text{año}$$

Como el proyecto tendrá dos periodos, el primero de 7 años y una segunda revalidación también de 7 años.

4.3.3 Reducción de Emisiones anuales

Se calcula de la siguiente manera:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y$$

Donde:

ER_y : Reducción de emisiones (tCO_2e)

BE_y : Emisiones para la Línea Base (tCO_2e)

PE_y : Emisiones por el proyecto (tCO_2e)

L_y : Son las fugas de (tCO_2e) que se tienen con el proyecto

y: Un año dado

Como las fugas previstas son 0 se tiene que:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Las reducciones netas que se tienen en un año con la puesta en operación de la planta con nuestro proyecto se calculan como sigue:

²⁶ Calculado en base a valores de IPCC por omisión.

$$ER_y = (6,066.05 - 0.573)tCO_2e = 6,065.5 tCO_2e$$

Las emisiones evitadas a la atmosfera durante los 14 años se muestran en la siguiente tabla:

Año	Estimado anual de reducciones (Toneladas de CO ₂ equivalente)
1	6,065.5
2	6,065.5
3	6,065.5
4	6,065.5
5	6,065.5
6	6,065.5
7	6,065.5
8	6,065.5
9	6,065.5
10	6,065.5
11	6,065.5
12	6,065.5
13	6,065.5
14	6,065.5
Total estimado de reducciones	84,917
Número total de años de acreditación	14 años
Promedio anual de reducciones estimadas durante el período de acreditación	6,065.5

Tabla 4.6 Reducción estimada de emisiones durante el período de acreditación para el proyecto.

Como se aprecia en la tabla 4.6 en 14 años se pueden reducir a la atmosfera alrededor de 85,000 toneladas de CO₂e. Como se sabe sólo estamos usando una unidad de capacidad reducida, si el proyecto fuera empleado para utilizar una unidad de capacidad mayor las emisiones reducidas se incrementarían considerablemente, ya que una de las ventajas de utilizar unidades de Ciclo Binario es la que sólo se aprovecha el calor que viene con el fluido geotérmico por lo que quedarían descartadas emisiones a la atmosfera de cualquier tipo.

4.4 Indicadores financieros para la evaluación del proyecto

Hemos visto rápidamente las emisiones que esperamos reducir con la puesta en marcha de la Unidad, hemos visto que las reducciones anuales son relativamente pequeñas, pero a la larga si representan una reducción tangible, ahora explicaremos brevemente algunos indicadores que usaremos para la evaluación financiera del proyecto con la finalidad de que cada concepto sea más fácilmente de entender cuando abordemos el tema más adelante.

Con el propósito de simplificar el análisis financiero se eligió llevarlo a cabo a “moneda constante”, específicamente en dólares americanos de 2008, lo que permite observar de manera más clara los resultados obtenidos, de esta forma se aíslan los efectos inflacionarios así como el tipo de cambio para solventar los gastos en moneda extranjera.

4.4.1 Valor presente neto (VPN)

El valor presente neto es la sumatoria de los flujos netos de caja en cierto periodo actualizados menos la inversión inicial. Con este indicador de evaluación se conoce el valor del dinero actual que va a recibir el proyecto en el futuro, a una tasa de interés y un periodo determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial. Con el Valor Presente Neto (VPN) es posible evaluar proyectos de inversión a largo plazo.

El valor presente neto de una inversión corresponde al flujo neto de caja actualizado con una determinada tasa de descuento, la misma que tendrá un valor que puede ser calculada en función al aporte propio y al monto financiado. Previo al cálculo del VPN, es necesario precisar que el flujo neto de caja puede ser constante anualmente o diferente; como también la tasa de actualización debe ser la misma cada año o por el contrario distinto. Con la siguiente ecuación podemos obtener el VPN:

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

Donde:

F : flujo de caja en un periodo dado (t)

i : tasa de actualización o de descuento o rentabilidad

t : numero de periodos

n : años de duración del proyecto.

4.4.2 Índice beneficio costo (B/C)

La relación Beneficio / Costo (B/C), muestra la cantidad de dinero actualizado que recibirá el proyecto por cada unidad monetaria invertida. Se determina dividiendo los ingresos netos actualizados (beneficios) entre la inversión inicial. Para el cálculo generalmente se emplea la misma tasa que la aplicada en el VPN.

Este indicador mide la relación que existe entre los ingresos de un proyecto y los costos de la inversión netos.

- 1) Si la relación B/C es mayor que la unidad, el proyecto es aceptable, porque el beneficio es superior al costo.
- 2) Si la relación B/C es menor que la unidad, el proyecto debe rechazarse porque no existe beneficio.
- 3) Si la relación B/C es igual a la unidad, es indiferente llevar adelante el proyecto, porque no hay beneficio ni pérdidas.

Para el cálculo de la relación beneficio/costo, se emplea la siguiente ecuación:

$$B / C = \frac{VPNB}{VPNI}$$

Donde:

VPNB: valor presente neto de los beneficios netos

VPNI: valor presente neto de la inversión

La relación B/C solo entrega un índice de relación y no un valor concreto, además no permite decidir entre proyecto alternativo.

4.4.3 Tasa de descuento o de actualización

La tasa de actualización o de descuento es aquella medida de rentabilidad mínima exigida por el proyecto y que permite recuperar la inversión inicial, así como cubrir los costos efectivos de producción y obtener beneficios. La tasa de actualización representa la tasa de interés a la cual los valores futuros se actualizan al presente.

La tasa de actualización o descuento a emplearse para actualizar los flujos será aquella tasa de rendimiento mínima esperado por el inversionista por debajo del cual considera que no conviene invertir. La rentabilidad esperada será favorable si es superior a la tasa de referencia, ya que nadie pretenderá ganar por debajo de esta tasa, que puede ser la tasa de oportunidad del mercado concebida esta como el mayor rendimiento que se puede obtener si se invirtiera el dinero en otro proyecto de riesgo similar disponible en ese momento. En nuestro caso la tasa de descuento a utilizar es del 12%, este valor es el estándar que utiliza Comisión Federal de Electricidad para obtener las proyecciones hacia el futuro. La tasa de descuento se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Tasa de descuento} = PCP \times DPF + PP \times PBLP$$

Donde:

PCP: el es porcentaje de capital propio

DPF: tasa de interés anual de un depósito a plazo fijo.

PP: porcentaje de préstamo

PBLP: la tasa anual de préstamo bancario a largo plazo.

4.4.4 Tasa interna de retorno (TIR)

Representa aquella tasa porcentual que reduce a cero el valor actual neto del proyecto. La tasa interna de retorno también es conocida como tasa de rentabilidad financiera (TRF).

La TIR muestra a los inversionistas la tasa de interés máxima a la que debe contraer préstamos, sin que incurra en futuros fracasos financieros. Para lograr esto se busca aquella tasa que aplicada al flujo neto de caja hace que el VPN sea igual a cero. A diferencia del VPN, donde la tasa de actualización se fija de acuerdo a las alternativas de inversión externas, aquí no se conoce la tasa que se aplicara para encontrar la TIR; la tasa buscada será aquella que reduce el VPN de un proyecto a cero. En virtud a que la TIR proviene del VPN, primero se debe calcular el valor presente neto.

El procedimiento para determinar la TIR es igual al utilizado para el cálculo del VPN; para posteriormente aplicar el método numérico mediante aproximaciones sucesivas hasta acercarnos a un $VPN = 0$ o por interpolación. En nuestro caso fue por uso de calculadoras programables.

4.5 Parámetros técnicos y financieros del proyecto

Como se ha mencionado a lo largo de la Tesis, nuestra principal meta es la utilización de recursos geotérmicos, actualmente en nuestro país son explotados de manera exitosa y proveen parte de la energía eléctrica que se suministra.

También se sabe que la energía eléctrica proveniente de Plantas Geotermoeléctricas tiene la característica importante de ser renovable, lo que significa que generar electricidad de esta manera es sustentable ya que no se está quemando ningún tipo de combustible, ya que el recurso es calentado naturalmente, lo que fomenta el desarrollo industrial y por ende el económico. Por otro lado, este tipo de tecnología provoca impactos muy bajos al ecosistema siendo una excelente alternativa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que se originan a partir de la combustión de combustibles fósiles que son utilizados en forma muy extensa, ya sea para la generación de electricidad, procesos industriales, uso doméstico, etc.

México es un país que aún no tiene un compromiso obligado para reducir sus emisiones de GEI, lo que significa que si cualquier empresa tiene un fuerte compromiso para mejorar la tecnología que es usada en sus procesos en pro del medio ambiente podrá obtener ganancias adicionales si demuestra que ha podido reducir significativamente sus emisiones de GEI y esto, como se ha explicado en el Capítulo II, se podrá lograr a través de un Mecanismo Flexible mencionado en el Protocolo de Kioto, en este caso a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio. El uso del MDL, incentiva a la innovación de tecnologías que mitiguen las emisiones de GEI en países que no pertenecen al Anexo I del PK, que sea real, medible, y que provea beneficios de largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático; y que dichas reducciones de emisiones sean adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto

Para nuestro caso emplearemos la tecnología de Ciclo Binario convencional para aprovechar la energía calorífica del fluido geotérmico separado (el fluido que no ha pasado por la turbina de vapor) antes de que éste sea devuelto a la reserva, una de las ventajas que tiene ésta tecnología es que podemos aprovechar la energía calorífica del líquido que no ha sido utilizado, además el fluido geotérmico no entra en contacto con las partes móviles, lo que elimina en gran escala los problemas de incrustación y corrosión, así podremos generar energía eléctrica adicional que puede ser empleada para los usos de la misma central.

Hoy en día la tecnología de Ciclo Binario es las que más ampliamente se ha usado para la generación de electricidad, para Julio de 2004 existían 155 unidades en operación generando 274 MW distribuidas en 16 países. Esto constituye el 33% de toda la generación con energía geotérmica pero sólo representa el 3% de la energía generada globalmente. Aunque, la capacidad promedio por unidad es relativamente pequeña, de alrededor de 1.8 MW/Unidad, se han incrementado las unidades con capacidades de 7-10 MW que utilizan un diseño mucho más avanzado y complejo. Gran cantidad de unidades binarias han sido agregadas a Plantas con tecnologías de *Backpressure* y *Flash* para recuperar más energía del fluido extraído.

4.5.1 Características técnicas y financieras

El Mecanismo de Desarrollo Limpio será aplicado en el siguiente proyecto:

- Utilizar parte del recurso inutilizado de los campos geotérmicos administrados por CFE.
- Utilizar la tecnología de Ciclo Binario para la generación de electricidad adicional.
- Se utilizará la energía calorífica de la parte líquida del fluido geotérmico una vez que se haya separado el vapor, es decir, utilizar el fluido separado destinado para reinyección y extraer la energía calorífica contenida en él, antes de que este sea devuelto al subsuelo.
- No se perforarán pozos adicionales.
- Se utilizará una unidad de 1.5 MW de capacidad.

Típicamente el costo de la inversión requerida con el uso de esta tecnología oscila entre \$1,800 a \$2,500/KW USD, y \$3,000 a \$5,000/KW USD ²⁷ con la perforación del pozo, pero se usará un valor de \$3,500/KW USD ²⁸, ya que es un valor sugerido por CFE.

Las características técnicas para la Unidad Binaria son:

- Capacidad = 1.5 MW
- Temperatura del fluido = 170°C
- Capacidad térmica específica del fluido = 4.19kJ / kg · °C
- Gasto = 155 t / h
- Pinch-Point diferencia de temperatura = 5°C
- Fluido de trabajo: Isopentano ($i-C_5H_{12}$)
- Factor de Planta = 86%

²⁷ Lund W. John Oregon Institute of Technology, Geo-Heat Center

²⁸ Gerencia de Proyectos Geotérmicos, CFE.

4.5.2 Costos de operación y mantenimiento

En general las Plantas Geotermoeléctricas son diseñadas en base a las características del recurso extraído. La cantidad de sales contenidos en los fluidos extraídos del yacimiento puede variar dramáticamente de un campo a otro. En algunos casos el recurso puede traer consigo una gran cantidad de minerales. Esto puede crear muchos problemas debido a la corrosión y a la incrustación. Aunque también se pueden encontrar campos geotérmicos en los que la concentración mineral puede ser muy pequeña con lo que se necesitará de muy poco mantenimiento. En general, las Plantas Geotermoeléctricas están disponibles para generación el 97% del tiempo. Las Plantas no están disponibles para su despacho cuando son sometidas a labores de mantenimiento programadas como parte de su proceso de mantenimiento.

Como cualquier otra Central, una Central Geotermoeléctrica puede ser alcanzada por fuego, rayos, una tormenta o cualquier otro desastre natural. Los operadores están preparados para cualquier imprevisto. Por ejemplo, la planta de Beowawe en Nevada se apaga automáticamente en caso de emergencia y puede ser operada remotamente. El gran avance tecnológico que se ha tenido en las computadoras así como en los equipos de medición ha reducido el costo y han mejorado las capacidades de automatización en este tipo de Plantas.

Relativo a las Centrales que usan combustibles fósiles, las Centrales Geotermoeléctricas son menos complejas, cuentan con un ciclo simple, operan relativamente a baja presión y temperatura, también cuentan con pocos elementos auxiliares. Sin embargo, operan en un ambiente duro, el vapor que se utiliza contiene gran cantidad de “impurezas”, gases no condensables y sólidos en suspensión. En una Central Geotérmica convencional los costos por mantenimiento son de aproximadamente el doble de una Central que quema combustibles fósiles, debido principalmente a los siguientes problemas:

- Corrosión: En pozos, válvulas, tuberías de superficie (de vapor y condensado), acero estructural, componentes de la torre de enfriamiento y revestimientos.
- Incrustación: Residuos minerales, productos de corrosión dentro de pozos de producción e inyección, tuberías en el campo así como el de la Planta y en turbinas de vapor.
- Erosión: En las superficie de tuberías, válvulas y álabes de la turbina.

4.5.3 Análisis Financiero

El primer análisis financiero se realizó considerando los siguientes criterios, en donde no se toman en cuenta los ingresos adicionales por Bonos de Carbono.

- Costos de inversión (I_0) = \$3,500 USD / kW
- Costo marginal de generación (CMgG) = \$45 USD / MWh
- Ingreso unitario por capacidad = \$125 USD / kW año

- Factor de Emisión de dióxido de carbono (FE)=0.5368 tCO_2e / MWh
- Factor de planta (FP) = 86%
- Bonos de Carbono (BC) = \$ 0 USD
- Tasa de descuento=12%
- Costos de Operación y Mantenimiento = \$0,05 USD / kWh

En base a estos parámetros se tiene el siguiente análisis sin la consideración de los Bonos de Carbono y todo manejado en dólares se tiene:

Inversión	Costo	\$3.500,00	USD/kW *
	Capacidad	1.500,00	kW
	Total	\$5.250.000,00	Dólares
Tasa de descuento		12%	
Energía			
	Capacidad	1,5	MW
	Días	365	
	Horas	24	
	FP	0.86	**
	Total	11,300.40	MWh
Costos O y M		\$0.05 USD/kWh***	
Factor de Emisiones		0.5368	tCO_2/MWh ****
tCO ₂ de emisiones esperados de reducción		6,066.05	
Bonos de Carbono		0	
Ingreso por B de C		\$0,00	Dólares
Ingreso unitario por capacidad		125	
Ingreso por capacidad		\$0,1875000	MDD
Costo marginal de generación		45	
Ingreso por energía		\$0,5085180	MDD
TOTAL DE INGRESOS		\$0,6960180	MDD

* Desde \$3000 a \$5000 USD /KWh (2007), Geo-Heat Center, CFE

** Típica de 86-97%, Glitnir Research

*** \$0.02 - \$0.04 USD (2006), Subir K. Sanyal

**** FE: 0.5288 (2007), 0.5368 (2008), ATPAE

Tabla 4.7 Tabla que muestra los parámetros técnicos y financieros como punto de partida para el proyecto

Con base a la tabla 4.7 se tiene el siguiente análisis financiero sin la consideración de Bonos de Carbono, con una primera validación de 7 años y posteriormente una revalidación también de 7 años, siendo 14 años la duración total del proyecto, se muestra la inversión inicial, los ingresos, el flujo neto y los gastos de operación y mantenimiento anuales como se observa en la Tabla 4.8.

Año	Inversión	Ingresos	Gastos O y M	flujo neto
0	\$ 5,250			-\$5,250
1		\$0,696	\$0,050	\$0,646
2		\$0,696	\$0,050	\$0,646
3		\$0,696	\$0,050	\$0,646
4		\$0,696	\$0,050	\$0,646
5		\$0,696	\$0,050	\$0,646
6		\$0,696	\$0,050	\$0,646
7		\$0,696	\$0,050	\$0,646
8		\$0,696	\$0,050	\$0,646
9		\$0,696	\$0,050	\$0,646
10		\$0,696	\$0,050	\$0,646
11		\$0,696	\$0,050	\$0,646
12		\$0,696	\$0,050	\$0,646
13		\$0,696	\$0,050	\$0,646
14		\$0,696	\$0,050	\$0,646
15		\$0,696	\$0,050	\$0,646
16		\$0,696	\$0,050	\$0,646
17		\$0,696	\$0,050	\$0,646
18		\$0,696	\$0,050	\$0,646
19		\$0,696	\$0,050	\$0,646
20		\$0,696	\$0,050	\$0,646
21		\$0,696	\$0,050	\$0,646
22		\$0,696	\$0,050	\$0,646
23		\$0,696	\$0,050	\$0,646
24		\$0,696	\$0,050	\$0,646
25		\$0,696	\$0,050	\$0,646

*Valores en Millones de Dólares

Tabla 4.8 Análisis financiero sin tomar en cuenta Bonos de Carbono

Con el análisis, se obtienen los siguientes resultados de la inversión, los ingresos el Valor Presente Neto, el Índice Beneficio Costo y la Tasa Interna de Retorno, como se ilustra en la tabla 4.9.

Inversión	Ingresos		
\$5,2500	\$5,4590	Flujo de efectivo	\$5,067
		VPN	-\$0,183
		B/C	\$0,965
		TIR	11,379%

*Valores en Millones de Dólares

Tabla 4.9 Resultados del análisis

Como podemos observar, obtenemos un índice B/C ≈ 1 , lo que significa que simplemente se recuperaría el total de nuestra inversión. En base a estos resultados, se

puede proponer el proyecto como MDL. Para este propósito se estudiarán distintos casos en los que se verá reflejado el impacto que tienen los Bonos de Carbono en el proyecto. Hemos ampliado el análisis para conocer el impacto de los en valores de algunos de los parámetros clave sobre los que puede haber incertidumbre para conocer la sensibilidad de tales parámetros en los resultados. En todos ellos se manejan distintos precios de Bonos de Carbono, con valores de 5, 10, 15 y hasta \$20 USD que se pueden esperar por la puesta en operación de una Unidad de 1.5 MW con tecnología de Ciclo Binario.

A continuación se describen y se comentan dichos casos.

- **Caso 1**

En nuestro primer caso hemos tomado distintos Costos de Inversión, partiendo de una Inversión de \$3,500 USD, que corresponde al caso inicial estudiado en la Tabla 4.8, el índice B/C de este caso será diferenciado del resto con la finalidad de observar el impacto de considerar otros Costos de Inversión sobre nuestro proyecto, ver Figura 4.11.

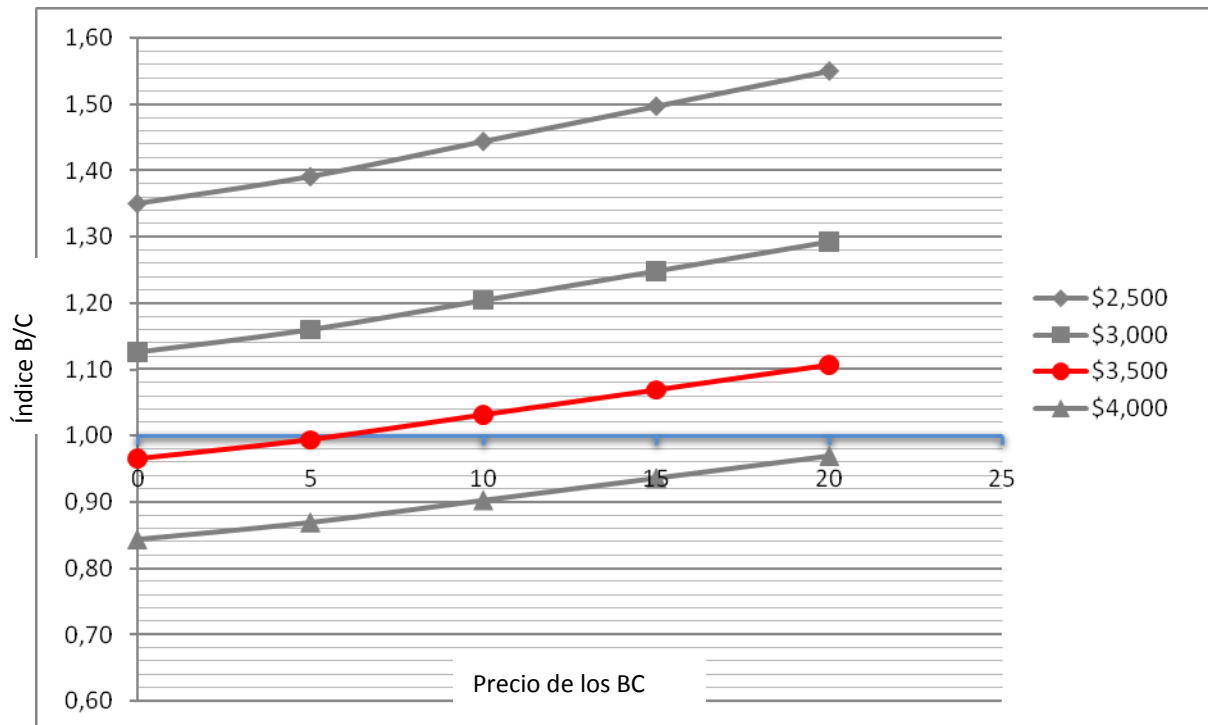


Figura 4.11 Gráfica que muestra el índice B/C con distintos costos de Inversión con respecto a los Bonos de Carbono esperados con un CMgG DE \$45 USD.

En la figura 4.11 observamos que sólo en donde el proyecto tiene un costo de inversión con un valor de \$3,500 dólares se consideraría como MDL. Para el caso donde el costo de la inversión es inferior a \$3,000 dólares sería rentable y en el caso en donde se tiene un costo de inversión por encima de \$4,000 dólares el proyecto sería rechazado.

Con un Costo de inversión de \$3,500 dólares, el proyecto sería atractivo si se proyectan BC superiores a \$6 USD/ton CO₂e.

Con este análisis se toma el caso donde el costo de la inversión es de \$3,500 dólares como el valor necesario para poder registrar el proyecto como un proyecto MDL.

- **Caso 2**

En este caso tomamos distintos Costos Marginales de Generación (CMgG), en éste análisis se maneja un valor en la Inversión de \$3,500 USD, los resultados se aprecian en la Figura 4.12.

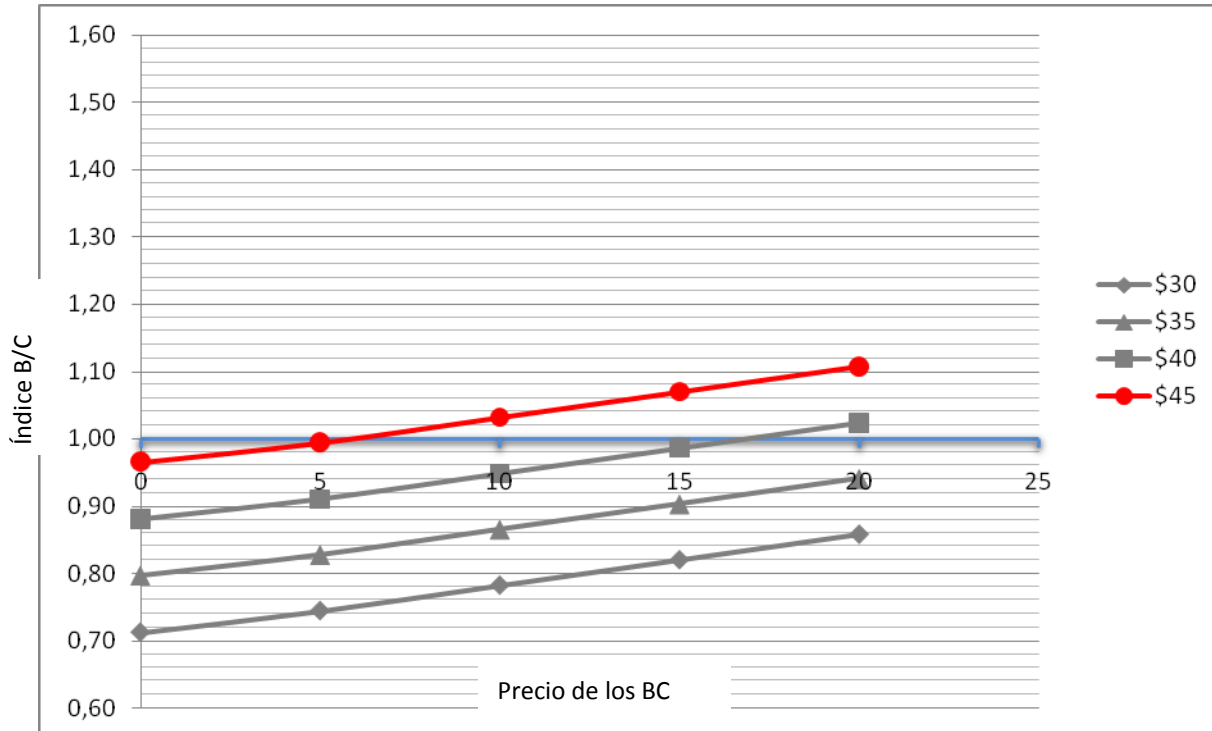


Figura 4.12. Gráfica que muestra el índice B/C con distintos CMgG respecto a los Bonos de Carbono esperados con una Inversión de \$3,500 USD.

En esta gráfica observamos que en todos los casos el proyecto se consideraría como MDL. Además recibiendo ingresos en base a un Costo Marginal de Generación de \$45 USD/MWh y teniendo ingresos por BC mayores a 5 dólares, se podría recuperar la inversión inicial y tener además, ganancias.

Con un Costo Marginal de Generación de \$40 USD/MWh, el proyecto sería aprobado con un valor mayor a \$15 USD/ton CO₂e. de BC, por lo que necesitaríamos que los bonos de carbono tuvieran un precio elevado.

En el caso de que el Costo Marginal de Generación fuera de \$30 a \$35 USD/MWh, el proyecto no es rentable aún usando CERs si se esperan precios menores a \$25 USD/ton CO₂e.

• **Caso 3**

En este caso se han manejado distintos Factores de Planta, se sigue utilizando un Costo de Inversión de \$3,500 USD y un CMgG de \$45 USD, los resultados se muestran en la Figura 4.13:

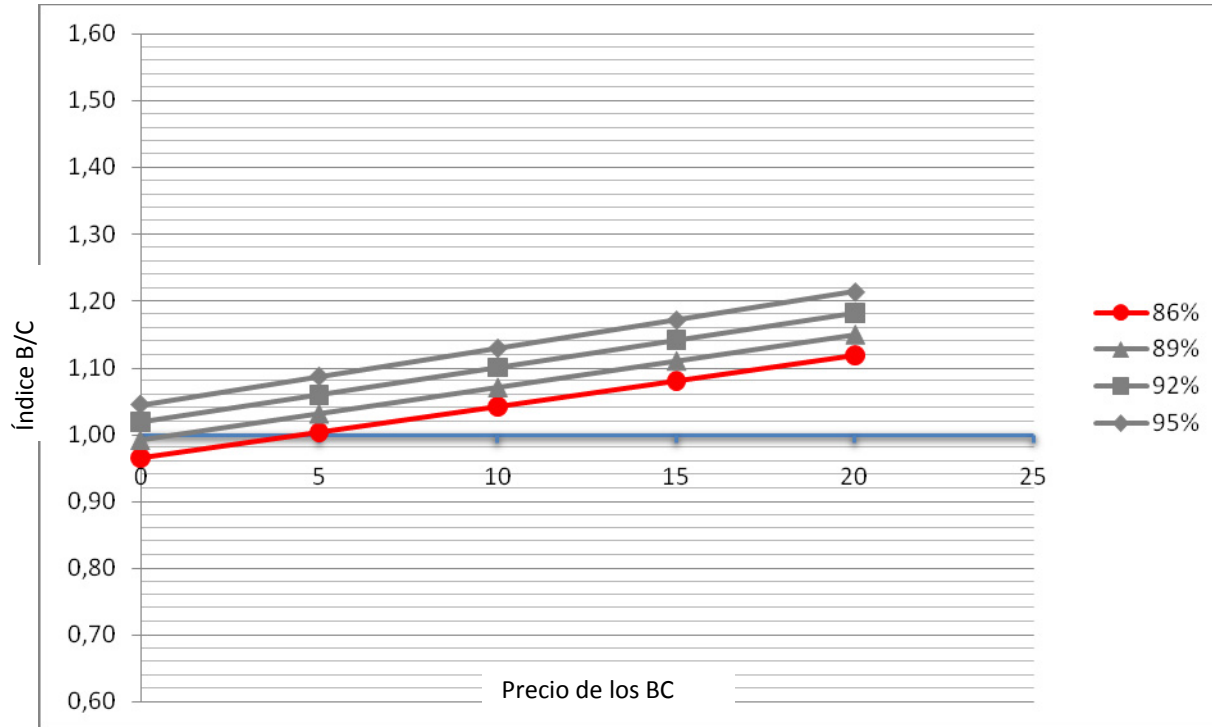


Figura 4.13. Gráfica que muestra el índice B/C con un CMgG de \$45 USD, los Bonos de Carbón esperados con distintos Factores de Planta y con una Inversión de \$3,500 USD.

En esta gráfica observamos que en los casos donde el Factor de Planta es inferior al 89% el proyecto se consideraría como MDL. En el caso que el Factor de Planta tenga como mínimo 86% el proyecto se vuelve rentable con la suma de BC con precios superiores a los \$5 USD/ton CO₂e.

Con un Factor de Planta superior al 89% el proyecto sería rentable sin recibir CERs, por lo que el proyecto no sería registrado dentro de la modalidad del MDL.

• **Caso 4**

En el último caso se consideran distintos Factores de Emisión de dióxido de carbono, considerando el FE de 0.5368 tCO₂e para el caso de México, y es comparado con lo que se podría esperar si éste factor fuera más elevado, es decir, lo que se podría esperar en otros países donde el FE fuera distinto. Se sigue empleando un Costo de Inversión de \$3,500 USD y un CMgG de \$45 USD, los resultados se aprecian en la Figura 4.14.

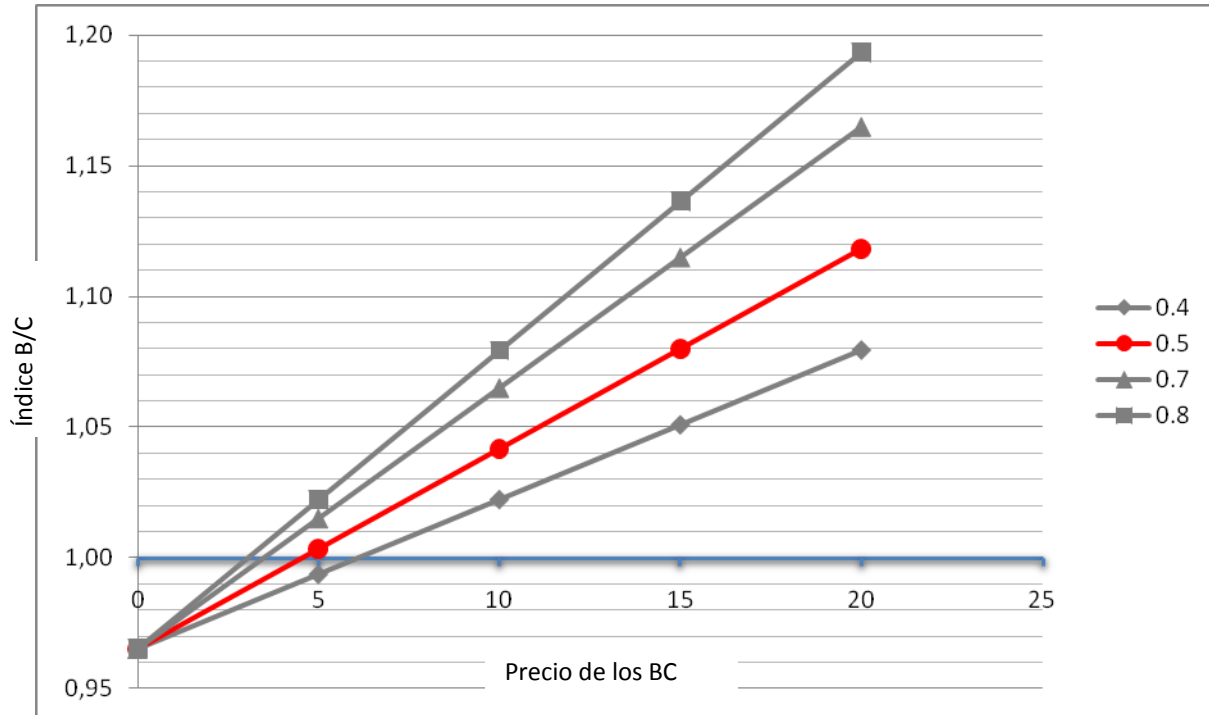


Figura 4.14 Gráfica que muestra el índice B/C con un CMgG de \$45 USD, los Bonos de Carbón esperados con distintos Factores de emisión de dióxido de carbono equivalente (FE) y con una Inversión de \$3,500 USD.

En esta gráfica observamos que en todos los casos el proyecto sólo es rentable si se registra como MDL y el valor de los BC mayores a \$3 USD/ton CO₂e cuando el FE es de 0.8 tCO₂e/MWh

Con un FE inferior a 0.4 tCO₂e/MWh, el proyecto sería aprobado con un valor mayor a \$10 USD/ton CO₂e de BC por lo que necesitaríamos que los bonos de carbono tuvieran un precio elevado.

En esta gráfica se observa el Índice de Rentabilidad del proyecto que se espera obtener en México y se compara con distintos Factores de Emisión de dióxido de carbono, los cuales podrían pertenecer a otro país. Por ejemplo, para el caso en que el país tenga un FE de 0.8 tCO₂e/MWh, el cual puede pertenecer a un esquema de generación muy elevado con combustibles fósiles, el proyecto sería muy atractivo debido a que las reducciones serían mayores y sin invertir más.

En el caso de que se pretenda realizar un proyecto MDL con el empleo de recursos renovables en un país donde se tenga un esquema de generación, por ejemplo, Nucleoeléctrico en su mayoría, el proyecto sería rechazado ya que el Factor de Emisiones por dióxido de carbono sería mínimo y debido a que el Costo de la Inversión de nuestro proyecto es elevado no sería visto como un proyecto factible de realizar.

4.6 La Energía Eléctrica en México

Hemos visto distintos casos donde el proyecto depende básicamente del Costo de Inversión y las emisiones de CO₂e que se esperan reducir, ahora vamos a ver rápidamente como se encuentra nuestro país en cuanto a los esquemas de generación que prevalecen en la actualidad.

Sector	2006	2007	Variación porcentual 2006/2007	Estructura Porcentual 2006 2007	
Carbón	230.704	251.237	8.9	2.2	2.4
Hidrocarburos	9,568.381	9,466.860	-1.1	90.0	90.0
Petróleo crudo	7304.395	6.923361	5.2	68.7	65.8
Condensados	141.127	107.200	-24.0	1.3	1.0
Gas natural	2,122.859	2,436.299	14.8	20.0	23.2
Electricidad primaria	490.379	458.555	-65	4.6	4.4
Nucleoenergía	119.419	114486	-4.1	1.1	1.1
Hidroenergía	303550	268182	-11.7	2.9	2.5
Geoenergía	66,960	73.427	9.7	0.6	0.7
Energía eólica	0.451	2.459	-	n. s.	n. s.
Biomasa	344.159	346315	0.6	3.2	3.3
Bagazo de caña	96956	99561	2.7	0.9	0.9
Leña	247.202	246754	-0.2	2.3	2.3
Total	10,633.623	10,522.966	1.0	100.0	100.0

n.s.: no significativo

No se incluye al gas residual de plantas de gas ni gas de formación empleado por PEP, ambos agrupados en el concepto: "De otras fuentes"

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

Tabla 4.10 Producción de energía primaria 2006-2007 (petajoules).²⁹
Fuente: SENER, Balance Nacional de Energía 2008.

En el año 2007 la producción nacional de energía primaria totalizó 10,523 petajoules (PJ)³⁰ como se observa en la tabla 4.10, cifra 1.0% menor respecto al 2006, El decremento se debió, en términos generales, a la menor producción de condensados y crudo, los cuales disminuyeron 2.4% y 5.2%, respectivamente entre 2006 y 2007. En cuanto al gas natural, se observó un incremento de 14.8% en el mismo periodo. Por su

²⁹ 1 petajoules = 10¹⁵ joules

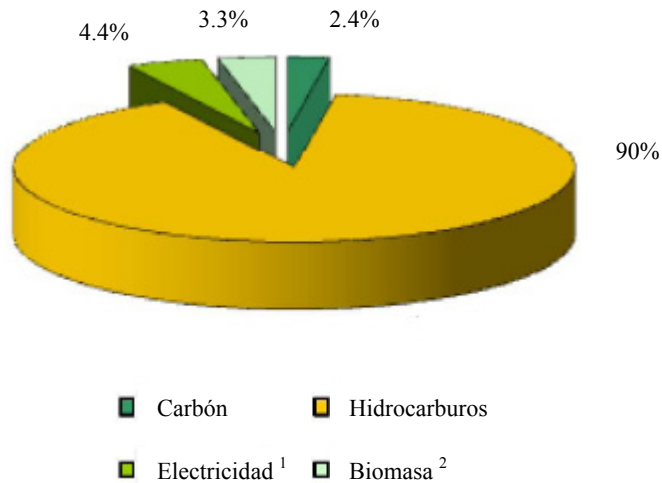
parte, la electricidad primaria disminuyó 6.5% en 2007 respecto de 2006, explicado principalmente por el decremento en la producción de hidroeléctrica, y nucleoelectrica. Por otro lado, la biomasa creció 0.6% como resultado de la mayor producción de bagazo de caña, la cual aumentó de 2006 a 2007 en 2.7%. En cuanto a la producción de leña, ésta disminuyó 0.2% en el periodo de referencia

En términos de la estructura porcentual, en la producción total de energía primaria, los hidrocarburos mantuvieron su participación de 90.0% en 2007.

En 2007, la producción de electricidad primaria disminuyó su participación total en 0.2% respecto a lo observado en 2006, ubicándose en 4.4%, como resultado del decremento de la producción hidroeléctrica y de nucleoelectrica. Lo anterior, no obstante el aumento observado, entre 2006 y 2007, en la producción Geotérmica y Energía Eólica.

Durante 2007, el sector hidroeléctrico participó con el 58.5% de la producción de electricidad primaria con 268.2 PJ; la nucleoelectrica presentó el 25% con 114.5 PJ; la Geotérmica 16% con 73.4 PJ, y la energía eólica 0.5% con 2.6 PJ. Cabe mencionar que la producción de energía eólica aumentó 445.7% debido a la entrada en operación comercial de la central eoloelectrica La Venta II ubicada en Oaxaca

En 2007 la producción de biomasa se ubicó en 346.3 PJ, cifra 0.6% mayor a la del 2006. Esta fuente aumentó su participación de 3.2% en 2006 a 3.3% en 2007 respecto al total de la producción de energía primaria. Esto se explica principalmente por el aumento de 2.7% en la producción de bagazo de caña en el periodo de referencia.



Incluye Hidroeléctrica 2.5%, nucleoelectrica 1.1%, Geotermia 0.7% y Energía Eólica

Incluye leña 2.3% y bagazo de caña 0.9%

La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras.

Figura 4.15 Estructura de la producción de energía primaria, 2007 (10,522.966 petajoules)

Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.

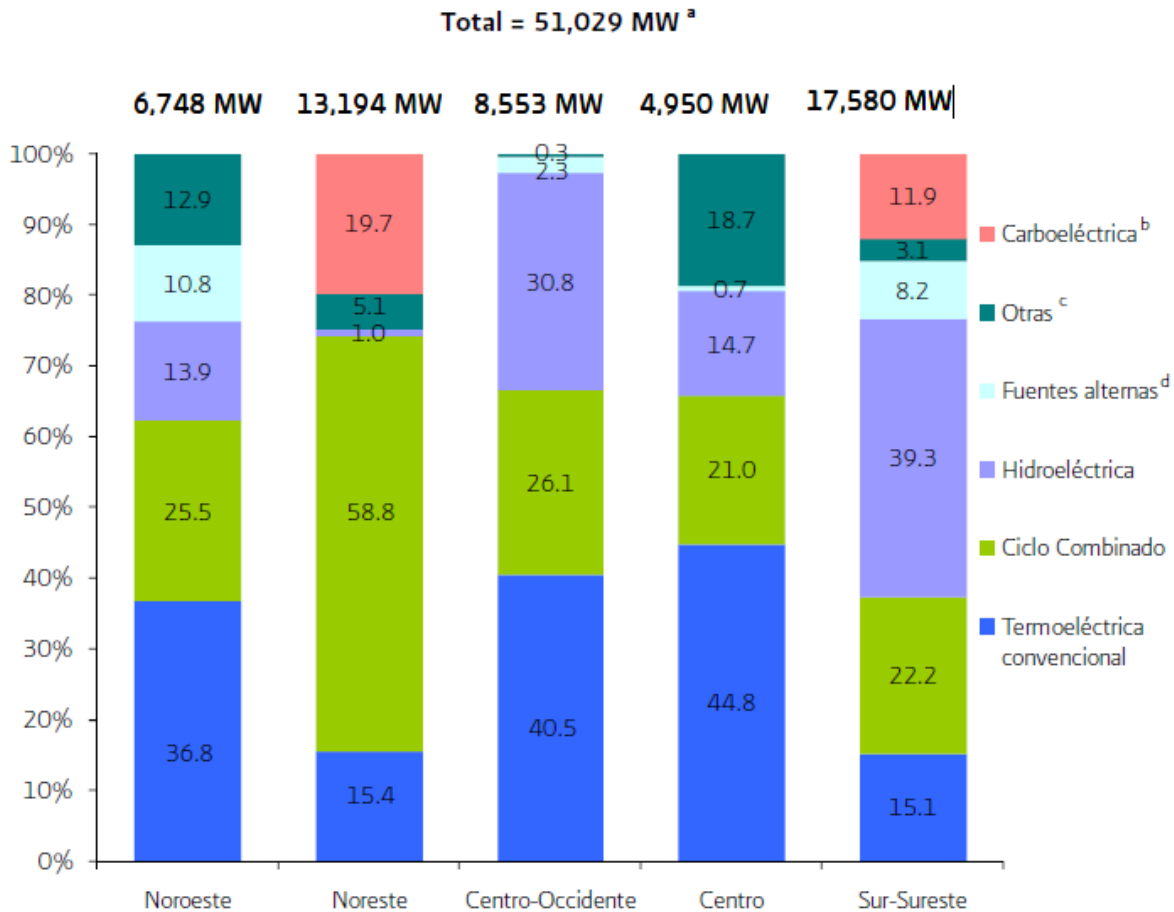
La producción de carbón mineral aumentó 8.9% entre 2006 y 2007, con lo cual esta fuente de energía incrementó su participación a 2.4% del total de la producción de energía

primaria. Lo anterior se explica por el aumento en la producción de carbón térmico, que pasó de 8,573.2 miles de toneladas en 2006 a 10,456.4 miles de toneladas en 2007, y de carbón siderúrgico, de 1,913.6 miles de toneladas en 2006 a 2,058.1 miles de toneladas en 2007. En la Figura 4.15 se puede apreciar con mayor claridad lo mencionado anteriormente.

Como podemos apreciar en la Tabla 4.10 y la Figura 4.15, los hidrocarburos aún siguen siendo la fuente primaria más usada en nuestro país.

4.6.1 Capacidad instalada de generación de energía eléctrica para el servicio público por región

En el ámbito regional, la capacidad instalada en el servicio público se encuentra dispersa por todo el territorio nacional en función de la disponibilidad de recursos, infraestructura y ubicación respecto a los puntos de demanda, entre otros factores.



a Incluye 3 MW de plantas móviles.

b Incluye dual.

c Incluye las centrales turbogás y combustión interna.

d Incluye las centrales geotérmica, eólica y nuclear.

Figura 4.16 Distribución de la capacidad efectiva instalada nacional de cada región por tecnología, 2007 (MW y participación porcentual)

Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

En el caso de la región Sur-Sureste, en la que se encuentran instalados los principales desarrollos hidroeléctricos del país ubicados en Chiapas y Guerrero, así como importantes centrales termoeléctricas al norte de Veracruz y la planta nucleoelectrica Laguna Verde, en 2007 se concentró el 34.5% del total, seguida por la región Noreste con 25.9% como se muestra en la Figura 4.16. Asimismo, en el estado de Oaxaca se encuentran los primeros desarrollos eoloeléctricos con las centrales La Venta I y II con 85 MW en conjunto.

4.6.2 Generación de energía eléctrica para el servicio público por tipo de central

En 2007, la generación total de energía eléctrica para el servicio público ascendió a 232,552 GWh como se muestra en la Figura 4.17, lo que representa un incremento de 3.3% respecto al año previo. De forma consistente con el incremento de capacidad respecto a 2006, la generación de electricidad basada en tecnología de ciclo combinado fue la que presentó el mayor dinamismo en términos absolutos, al incrementar su generación en 11,610 GWh, como resultado del inicio de operaciones de la central Tamazunchale (PIE), principalmente.

En términos relativos, la generación eoloeléctrica registró el mayor crecimiento al pasar de 45 GWh en 2006 a 248 GWh en 2007, con la entrada en operación de La Venta II, mientras que en lo que corresponde a la generación termoeléctrica basada en combustóleo, ésta se redujo en -4.7%, debido a los retiros de algunas unidades generadoras, tal es el caso de las unidades de vapor 1 y 2 de la central Río Bravo (Emilio Portes Gil) con 37.5 MW cada una, para ser integradas con un ciclo de gas y formar un ciclo combinado.

La generación eléctrica con base en hidrocarburos³⁰ representa el 67.1% de la generación eléctrica total. En 2007, la brecha entre la generación de las centrales de ciclo combinado (102,674 GWh) y la generación eléctrica de las centrales de combustóleo y/o gas (vapor), turbogás y combustión interna (53,287 GWh) continuó ampliándose. Cabe señalar que la participación de este tipo de centrales ha disminuido de 51.6% en 1997 a 22.9% en 2007, como resultado de un mayor despacho de centrales de ciclo combinado y el continuo retiro de unidades generadoras que utilizan combustóleo. En el caso de las centrales carboeléctricas y la central dual, su participación en la generación total se ubica en 13.5%.

En lo que se refiere a las centrales basadas en fuentes alternas³¹, no obstante el incremento de 13.7% en la electricidad generada por la geotermia y las eólicas, su generación de electricidad se redujo como resultado de una disminución en la energía generada por las centrales hidroeléctricas y la nucleoelectrica. En total, la electricidad proveniente de fuentes alternas se ubicó en 45,115 GWh, lo que representa el 19.4% del total generado para servicio público en el país. La participación porcentual de cada fuente respecto al total es la siguiente: centrales hidroeléctricas 11.6%, centrales geotérmicas y eólicas 3.3% y la central nucleoelectrica 4.5%.

³⁰ Gas Natural, Combustóleo y Diesel

³¹ Hidroeléctricas, geotermia, nuclear y eólica.

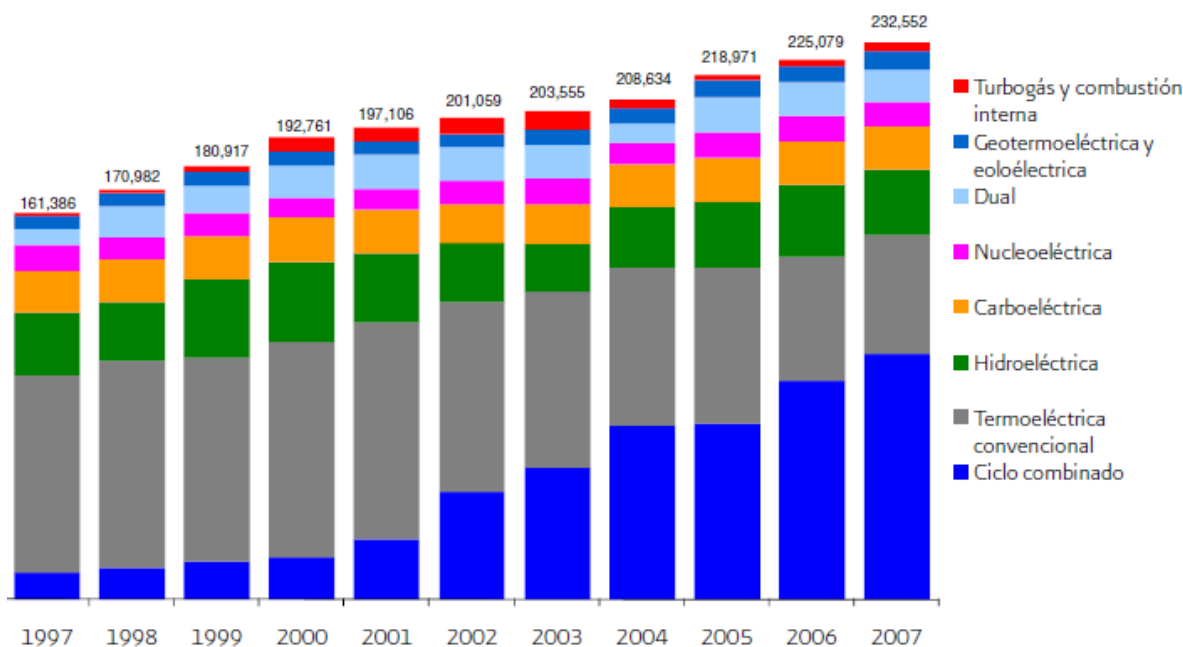


Figura 4.17 Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1997-2007(GWh)
 Fuente: Perspectiva del Sector Eléctrico 2008-20017, SENER

Como se puede observar en la gráfica la generación por medio de Centrales Termoeléctricas Convencionales se ha reducido considerablemente, dando paso a las Centrales de Ciclo Combinado, cabe resaltar que aunque las centrales de este tipo tienen una eficiencia de casi 55% también emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera, lo que todavía favorece la implementación de nuestro proyecto geotérmico.

4.6.3 Generación de energía eléctrica por fuente utilizada

La utilización de diversas fuentes de energía para la generación de electricidad depende fundamentalmente de su disponibilidad y seguridad en el suministro. La tecnología y la configuración técnica de las centrales generadoras es una función de estos y otros factores. En el caso del servicio público, las centrales termoeléctricas convencionales utilizan combustóleo y/o gas natural, las de ciclo combinado utilizan gas natural³², las centrales turbogás consumen gas natural o diesel, la dual consume carbón y combustóleo y las centrales de combustión interna en su mayoría consumen diesel.

Desde el punto de vista del combustible con mayor dinamismo en su utilización para la generación eléctrica, el gas natural destaca notoriamente. En 1997 la generación basada en dicho combustible representaba el 12.5%, y 10 años después aumentó al 46.7% de la generación total, lo que representa un crecimiento promedio anual de 18.3%. Por otra parte, la generación de electricidad basada en combustóleo disminuyó de 49.9% a 20.1% de participación en la generación del servicio público, es decir, un decremento promedio anual de -5.3% como se muestra en la Figura 4.18.

³² Las plantas de ciclo combinado puede utilizar diversos combustibles, tales como diesel, gases sintéticos provenientes de la gasificación de carbón, biomasa o residuales de refinación sólidos y líquidos.

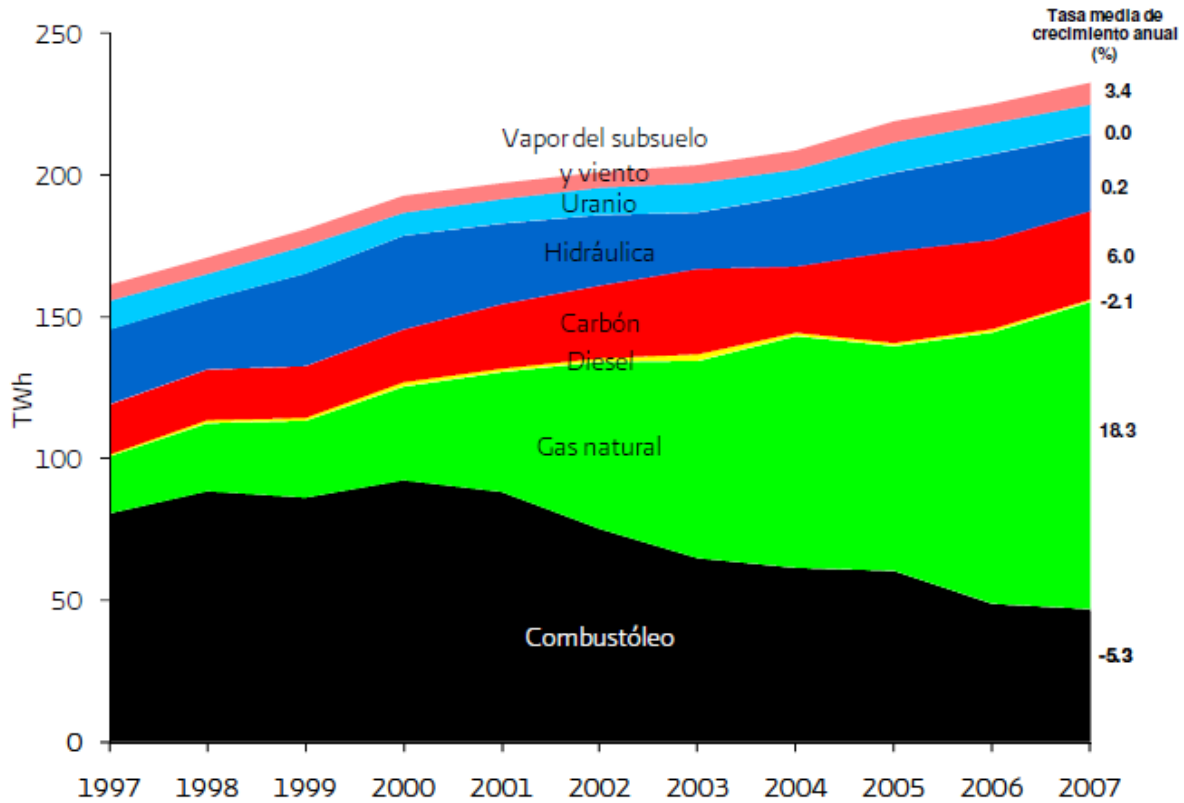


Figura 4.18 Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1997-2007 (TWh)

Fuente: CFE

Al revisar la gráfica y observamos la Tasa media de crecimiento anual podemos destacar el incremento del uso del Gas Natural para la generación de energía eléctrica, el combustóleo sea ha empezado a reducir, el carbón así como la energía hidraulica se conservan relativamente iguales, vemos que el uso de fuentes alternativas a tenido un crecimiento lento, de esta gráfica podemos decir que en un futuro cuando el Gas Natural comience a escasear el país ya deberá estar preparado para poder generar energía eléctrica con otras fuentes, lo que hace que nuestro proyecto sea una opción más para poder generar energía eléctrica sin la dependencia de combustibles fósiles.