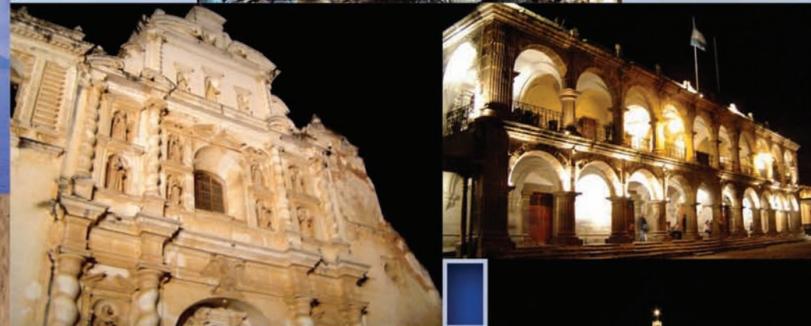


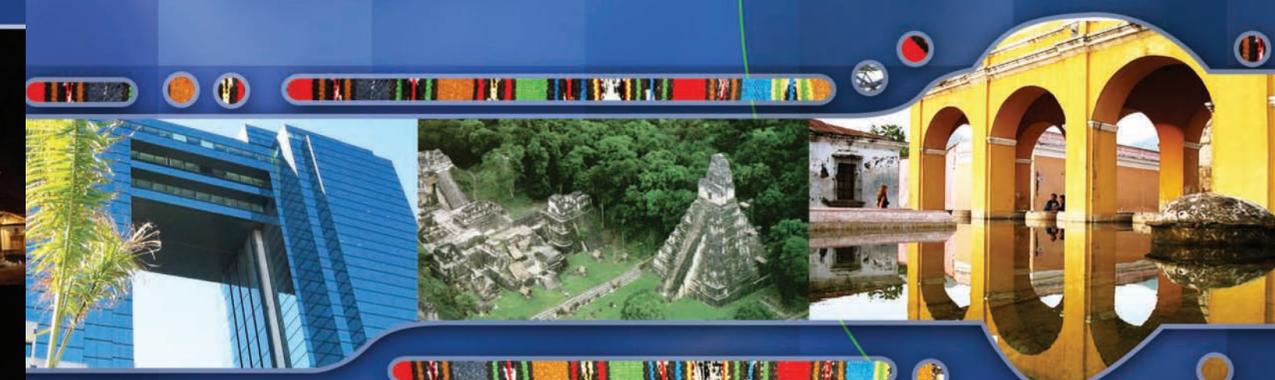
## GARANTIA SOBRE INVERSIONES

El Estado de Guatemala, la Constitución Política de la República, la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las actuales políticas de gobierno y otras leyes del país fomentan, promueven y garantizan la inversión nacional y extranjera de la forma siguiente:

- > La Constitución Política de la República reconoce el derecho a la propiedad privada.
- > La Ley General de Electricidad regula las autorizaciones para el uso de bienes de servicio público para la instalación de centrales generadoras y la prestación de los servicios de transporte y distribución final, las cuales son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas a empresas nacionales y extranjeras.
- > Igual trato al inversionista nacional y extranjero, ambos gozan de igualdad de condiciones y están sujetos a los mismos requerimientos legales vigentes en el país.
- > El inversionista extranjero, puede participar en el desarrollo de cualquier actividad económica lícita en el país, así como en cualquier proporción en el capital social de sociedades lucrativas organizadas de conformidad con la legislación guatemalteca. No es necesario un socio local para realizar inversiones, permitiendo el 100% de capital propio para una empresa extranjera.
- > La legislación guatemalteca protege plenamente la importación y exportación de bienes y servicios de lícito comercio. No existen restricciones para la repatriación de beneficios o capitales, sobre inversiones.
- > Empresas extranjeras establecidas en Guatemala, pueden realizar compras en moneda extranjera sin restricciones y tener acceso a líneas de crédito local.
- > Políticas de libre mercado promueven y garantizan la inversión extranjera a través de incentivos fiscales, acuerdos internacionales y convenios bilaterales.
- > Las diferencias que pudieran surgir en materia de inversiones, entre un inversionista extranjero y el Estado de Guatemala, podrán someterse a arbitraje internacional, siempre y cuando este pactado en un convenio debidamente suscrito, aprobado y ratificado por ambos estados.

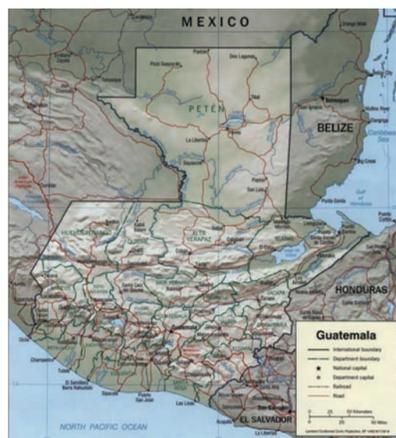


## República de Guatemala Información General



## Situación Geográfica de Guatemala

Guatemala ocupa el extremo norte de la América Central. Limita al Norte y al Oeste con la República de México; al este con las Repúblicas de Belice, Honduras y El Salvador y el Mar Caribe; y al Sur con el Océano Pacífico. La extensión superficial de Guatemala es de 108,889 km<sup>2</sup>. En esta extensión, las formaciones geológicas, el relieve, el clima y los suelos se combinan en una gran diversidad de condiciones ecológicas, que le dan características muy especiales.



Ubicación Geográfica de Guatemala

## CLIMA

Debido al relieve tan variado que posee Guatemala, con alturas relativamente cortas desde el nivel del mar hasta alturas superiores a los 4,000 metros, las variaciones del clima presentan una amplia gama de modalidades, sucesiones y transiciones. Existen dos estaciones; estación seca de noviembre a abril y estación lluviosa de mayo a octubre; la temperatura varía de acuerdo a la elevación y posición geográfica de la región, de 25 a 38° C para alturas entre los 800 y 2000 msnm y de 5 a 20° C en el altiplano.

## DEMOGRAFÍA

La población de Guatemala en el 2002 alcanzó aproximadamente 11.2 millones de habitantes. La densidad poblacional se estima en 103 habitantes por km<sup>2</sup>, sin embargo, los departamentos de Guatemala, Quetzaltenango, Sacatepéquez, Sololá y Totonicapán exceden por mucho este promedio.

## IDIOMA

El idioma oficial es el español, aunque existen 22 idiomas indígenas que forman parte del patrimonio cultural (más de 50% de la población). Entre las más importantes destacan: Quiché, Cakchiquel, Quekchí y Mam.

## SISTEMA DE GOBIERNO

Guatemala es una República Democrática Constitucional, con un Poder Ejecutivo que es ejercido por el Presidente de la República, electo por voto popular; un Poder Legislativo que descansa en el Congreso de la República; y un Poder Judicial bajo la responsabilidad de la Corte Suprema de Justicia. El país está dividido en 22 Departamentos con un total de 332 Municipios.

## PUERTOS

Por su excelente ubicación geográfica, al colindar con los Océanos Atlántico y Pacífico, Guatemala presenta un punto estratégico dentro del comercio internacional, por lo que cuenta con una infraestructura portuaria moderna, en la que destacan los puertos siguientes: En el Océano Atlántico: Santo Tomás de Castilla y Puerto Barrios; y en el Océano Pacífico: Quetzal, San José y Champerico.

Los puertos Santo Tomás de Castilla y Quetzal, tienen instalaciones y equipo para atender buques de carga general, granel sólidos y líquidos, contenedores, roll-on roll-off, turismo, pesqueros, etc. Puerto Quetzal es el más moderno y está en servicio las 24 horas. Existen empresas navieras de diversas nacionalidades que tocan puertos guatemaltecos, facilitando el transporte de carga y hacia Estados Unidos, Canadá, América del Sur, América Central, Europa, Japón, Lejano Oriente, México y los puertos del Mediterráneo.

## AEROPUERTOS

El aeropuerto Internacional "La Aurora", ubicado en la ciudad capital, permite la comunicación aérea del país con el resto del mundo. El aeropuerto internacional Mundo Maya, ubicado en el departamento de El Petén, se encuentra abierto al tránsito internacional, recibe principalmente al turismo que visita los parques arqueológicos de Tikal, Mundo Perdido y Uaxactún, entre otros. Adicionalmente, en varios lugares del país, hay campos de aterrizaje públicos y privados, que atienden vuelos locales.

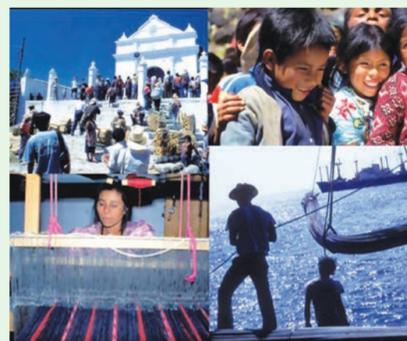
## COMUNICACIONES

El código de país internacional es 502, a partir de septiembre de 2004 se introdujo la utilización de 8 dígitos para los números telefónicos nacionales. Guatemala está unida al resto del mundo por los medios más modernos de telecomunicaciones. Cuenta con telefonía por hilos, telefax, así como, el servicio de telefonía celular y de Internet.

Existen nueve canales de televisión privados, con programación variada, así como el servicio de televisión por cable. Cuenta además con alrededor de 200 estaciones de radio, en amplitud y frecuencia modulada estéreo.

## VARIABLES MACROECONOMICAS

La moneda es el Quetzal; La tasa de cambio con respecto al dólar americano es de Q 7.71 (al mes de octubre de 2007) por un US\$; El PIB al año 2006 a precios de 1,950 es de Q.6,009.8 Millones; y el Crecimiento al 2006 fue de 4.6 %.



Guatemala se caracteriza por ser un país multiétnico, plurilingüe y pluricultural

## REGISTROS

Una entidad extranjera legalmente constituida y establecida para hacer negocios en Guatemala o abrir una sucursal, debe:

- > Registrar la empresa o sucursal en el Registro Mercantil, de acuerdo a lo establecido en el Código de Comercio de Guatemala.
- > Registrar la empresa o sucursal en Superintendencia de Administración Tributaria -SAT de acuerdo a lo que establece la Ley de Impuestos sobre la Renta.
- > Registrarse como contribuyente, de acuerdo a lo que establece la Ley del Impuesto al Valor Agregado, IVA. A todo contribuyente se le asigna un Número de Identificación Tributaria, llamado "NIT".

## IMPUESTOS A PAGAR

- > Impuesto al Valor Agregado, IVA. Este impuesto se calcula sobre el 12% de la venta de bienes muebles, prestaciones de servicios, importaciones, arrendamiento de bienes muebles e inmuebles, venta o permuta de bienes inmuebles, donaciones de bienes muebles e inmuebles.
- > Impuesto Único Sobre Inmuebles, IUSI. Los inmuebles están sujetos a este impuesto que se paga trimestralmente, en un avalúo que se reporta al Registro de la Propiedad Inmueble.

- > Impuesto Sobre la Renta, ISR. Este impuesto se paga sobre las rentas o ganancias de capital obtenidas en el territorio guatemalteco, provenientes de la inversión de capital, del trabajo o de la combinación de ambas.
- > Impuesto Extraordinario y Temporal de Apoyo a los Acuerdos de Paz, IETAAP (Sustituye al IEMA). Impuesto que grava a las personas individuales o jurídicas que a través de sus empresas mercantiles o agropecuarias, que realicen actividades mercantiles o agropecuarias en el territorio nacional y que obtengan un margen bruto superior al 4% de sus ingresos brutos

## OBLIGACIONES LABORALES

- > Seguro Social, cubre los servicios médicos, hospital y medicinas para los trabajadores.
- > IRTRA, cubre lo relativo a áreas de recreación.
- > INTECAP, cubre lo que se refiere a capacitación.
- > Bono 14, se refiere a una bonificación equivalente a un sueldo que se paga en el mes de julio.
- > Aguinaldo, se refiere al pago de un sueldo por año trabajado o la parte proporcional, el cual se paga un 50% en la primera quincena del mes de diciembre y el 50% restante en la primera quincena de mes de enero del siguiente año.
- > Vacaciones, todo trabajador tiene derecho a gozar de un mínimo de 15 días de vacaciones al año debidamente remuneradas.

## Autorización para la Instalación de Proyectos de Generación

El Decreto No. 93-96 " Ley General de Electricidad" establece que:

>Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerían de autorización de ente gubernamental alguno, y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes.

>No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes de dominio público, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas, cuando la potencia de la central exceda de 5MW.

> Para la instalación y operación de centrales nucleoelectricas se registrará por una ley especial. En el caso de las centrales geotermicas, el aprovechamiento del recurso tendrá el mismo tratamiento que la autorización de uso de los bienes de dominio público. Sin embargo, en cuanto a su actividad como generador de energía eléctrica, tanto las centrales nucleoelectricas como las geotermicas se registrarán por las disposiciones de esta ley.

### AUTORIZACIONES

Se entiende por autorización para la instalación de centrales generadoras a aquella mediante la cual se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público de conformidad con la Ley General de Electricidad.

Cualquier persona individual o jurídica podrá solicitar la autorización para la instalación de centrales generadoras.

### AUTORIZACIONES TEMPORALES

Se podrá otorgar la autorización temporal, para la realización de obras de generación que prevean la utilización de recursos hídricos o geotermicos, cuando la potencia de la central exceda los 5 Megavatios (MW).

La autorización temporal permite efectuar estudios, mediciones y sondeos de las obras en bienes de dominio público y en terrenos particulares, indemnizando a los propietarios de todo daño y perjuicio causado.

Las solicitudes para la obtención de autorización temporal serán presentadas por el interesado al Ministerio, en original y copia, utilizando el formulario que para este efecto cuenta el Ministerio, así como, del mapa de localización objeto de la solicitud.

Las autorizaciones temporales serán otorgadas por el Ministerio en un plazo máximo de 60 días de presentada la solicitud, previa verificación que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y la publicará, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial y en un diario de mayor circulación nacional. Las autorizaciones temporales serán otorgadas por resolución del Ministerio y las mismas no serán limitativas para que otro interesado solicite una autorización temporal para la misma área. El tiempo máximo de la autorización temporal será de un año.

### AUTORIZACIONES DEFINITIVAS

Para obtener autorización definitiva para instalaciones de centrales hidroelectricas o geotermicas mayores de 5 MW, los interesados deberán presentar en plica su solicitud ante el Ministerio, con toda la información que se especifique en el Título II " Autorizaciones" Artículo 4 del Reglamento de Ley General de Electricidad, incluida la relativa a las servidumbres que se deban imponer en predios de propiedad pública y/o privada. A la plica en original, se adjuntará documento que contiene generalidades de la solicitud en original, copia utilizando el formulario de solicitud preparado por el Ministerio y el mapa de localización objeto de la solicitud.

Después de presentada la solicitud, el Ministerio publicará en el Diario de Centro América y en otro de mayor circulación, por una sola vez y a costa del solicitante, las generalidades de la solicitud de autorización, contenidas en el documento adjunto a la plica.

El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes de las autorizaciones en un plazo de sesenta (60) días contados a partir de la fecha en que se presenten las mismas, previo a que el solicitante haya cumplido con lo estipulado en la Ley General de Electricidad y de acuerdo con lo que al respecto establece su reglamento.

La autorización será otorgada por el Ministerio, mediante Acuerdo, no pudiendo exceder del plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad de tal manera que terceros pueden competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

La Autorización quedará firme a través de la suscripción de un Contrato de Autorización. En el mismo quedarán establecidas las obligaciones que asume el autorizado, las garantías, los procedimientos para rescindir, ampliar o extender la autorización, la duración de la autorización y todo otro aspecto que el Ministerio considere necesario.

Cuando un recurso hidráulico se utilice en forma compartida para generar electricidad y para otros usos, o bien cuando se trate de dos o más aprovechamientos hidráulicos de energía eléctrica en el mismo cauce, el titular de la autorización para el aprovechamiento del recurso deberá prever que no se afecte el ejercicio permanente de otros derechos.

### REGISTRO DE CENTRALES GENERADORAS MENORES DE 5MW

Se entiende por registro para la instalación de centrales hidroelectricas o geotermicas, a aquellas que cuentan con una capacidad menor a los 5MW. Para tal efecto, los interesados podrán solicitar el registro correspondiente de su proyecto ante el Ministerio de Energía y Minas en el formulario preparado para tal efecto.

Los proyectos para la instalación de centrales de generación de energía eléctrica, deberán adjuntar el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental y la resolución de aprobación emitida por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales - MARN-.

## MARCO LEGAL

A continuación se presenta un listado de las normas jurídicas fundamentales que norman el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad, para optimizar el crecimiento del subsector eléctrico y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes del país, y con ello, mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente los más pobres de las regiones del interior del país que actualmente no tienen energía eléctrica en sus localidades, así como garantizar que el servicio sea continuo y de calidad, mediante un desarrollo sostenible.

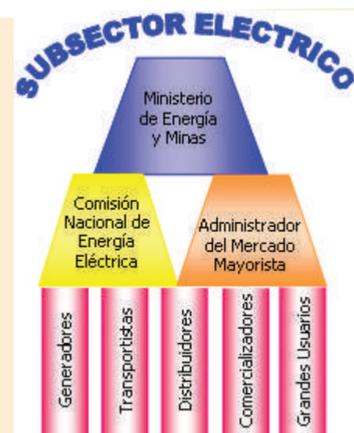
- > Constitución Política de la República.
- > Ley General de Electricidad, Decreto No 93 96 y su reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No 256-97.
- > Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98.
- > Reformas al Acuerdo Gubernativo número 256-97 (Acuerdo Gubernativo Número 68-2007)
- > Reformas al Acuerdo Gubernativo número 299-98 (Acuerdo Gubernativo Número 69-2007)
- > Normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- > Normativas emitidas por el Administrador del Mercado Mayorista, siendo estas: Normas de Coordinación Operativa y Normas de Coordinación Comercial.
- > Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, Decreto Número 52-2003 y su reglamento, Acuerdo Gubernativo 211-2005.

## LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

Principios Generales: La ley fundamental en materia de electricidad se sustenta a través de los principios que a continuación se detallan:

- > Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.
- > Es libre el transporte de electricidad, también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- > El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- > Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

La Ley General de Electricidad, determina con claridad los aspectos asociados a la rectoría, la facilitación, la regulación y la coordinación comercial de las actividades del subsector eléctrico y las sustenta en un marco institucional conformado por tres entidades: el Ministerio de Energía y Minas, MEM; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE; y, el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, lo cual garantizan que los productores y consumidores obtengan las señales correctas para el funcionamiento eficiente del mercado eléctrico.



A diciembre de 2006, existían 30 entidades generadores (29 privados y 1 público); 3 transportistas (2 privados y 1 público); 21 comercializadores privados; 18 distribuidoras (3 privados y 15 públicos); y 800 entidades inscritas como grandes usuarios que actúan libremente.

## LEY DE INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA REENOVABLE

La Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable, contenida en el Decreto No 52-2003, tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto. Estos incentivos se refieren a:

>Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable, para los periodos de preinversión y de construcción, el cual no excederá de diez años.

>Exención del Impuesto sobre la Renta -ISR-, por 10 años. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha en que el proyecto inicia la operación comercial.

Para aprovechar los incentivos anteriores, el interesado deberá dirigir su solicitud al Ministerio de Energía y Minas y presentarla en la Dirección General de Energía.

## MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Es el órgano del Estado responsable de:

- > Aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.
- > Formular y coordinar las políticas, Planes de Estado y Programas Indicativos relativos al subsector eléctrico.
- > Otorgar autorizaciones para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y de distribución final de electricidad.
- > Elaborar informes de evaluación socioeconómica para costear total o parcialmente recursos en proyectos de electrificación rural.
- > Promover el desarrollo de proyectos de energía renovable.
- > Calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la Ley de Incentivos.

## COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

La Comisión es un organismo técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional, encargado de formular, implantar y fiscalizar el marco regulatorio y normativo que define las reglas del juego del desarrollo de las actividades del subsector eléctrico y la actuación de los agentes económicos que intervienen en el mismo, para ello, la ley le asigna las siguientes atribuciones y funciones:

- > Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores.
- > Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- > Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- > Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico actuando como árbitro entre las partes cuando no hayan llegado a un acuerdo.
- > Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- > Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a los dispuesto en la Ley y su reglamento.

## ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son:

- > Coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- > Establece precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- > Garantiza la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los agentes del mercado mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

El funcionamiento del Mercado Mayorista se norma de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

## PEAJES POR EL USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

> Todos los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema Eléctrico Nacional –SEN-, pagarán peaje por el uso del sistema principal por kW de potencia firme conectada. En los sistemas secundarios los peajes se pagarán de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas. Es obligación de los generadores interconectados al SEN, construir las instalaciones de transmisión para llevar su energía al sistema principal o bien efectuar los pagos de peaje secundarios para tal finalidad.

> Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final, están obligados a permitir la utilización de sus instalaciones a terceros mediante el pago de peajes, para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo, están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de las garantías que el reglamento establezca.

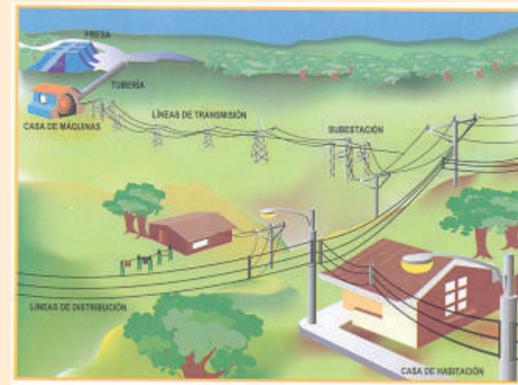
En su representación más simplificada, el sistema eléctrico se divide en sistema de generación (representa a la oferta de energía eléctrica), sistema de transporte (representa el medio de transferencia de la energía eléctrica de los sitios de producción a los de consumo) y sistema de distribución (representa la demanda o consumo de energía eléctrica).

En Guatemala, el sistema eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

La operación del SNI y todos sus elementos eléctricos es una de las responsabilidades del AMM estando regido por las Normas de Coordinación Operativa. Estas Normas son un conjunto de disposiciones y procedimientos que tienen por objeto garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio. Estas son aprobadas por la CNEE.

En la generación actual predominan las centrales térmicas, ya que su periodo de construcción es corto, la inversión inicial es menor, por lo que el retorno del capital inicial sea en un tiempo menor.

La operación de las centrales generadoras es coordinada por el AMM y ejecutada por los generadores.



## SISTEMA DE TRANSPORTE

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario.

El sistema principal es compartido por los generadores e incluye la interconexión Guatemala - El Salvador; el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizada por los generadores para el suministro de energía al sistema principal; está dividido geográficamente en tres áreas: central, occidental y oriental. La red de transporte opera básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138 y 69 kV; mientras, el sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red de transmisión.

La actividad del transporte está sujeta a autorización del MEM, si utiliza bienes de dominio público; el acceso y la ampliación del sistema requiere autorización de la CNEE; La operación de sistema de transporte es coordinada por el AMM y ejecutada por los transportistas.

El sistema de transporte para el futuro estará interconectado con Centroamérica, México y Belice, a través de:

- > Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, SIEPAC.
- > Interconexión Guatemala - México.
- > Interconexión Guatemala - Belice.

## SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores a 34.5 KV.

La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

Las principales empresas distribuidoras son:

- > Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. –EEGSA-, quien presta el servicio eléctrico en el área central del país.
  - > Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A., DEOCSA-, quien presta el servicio eléctrico en los departamentos del occidente del país.
  - > Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A., - DEORSA-, quien presta el servicio eléctrico en los departamentos del oriente.
  - > Las Empresas Eléctricas Municipales –EMM- (Empresas Públicas), y Empresas de Distribución Privada.
- La actividad de la distribución está sujeta a autorización del MEM, si utiliza bienes de dominio público.

# Subsector Eléctrico

## Mercado de Energía Eléctrica



# Mercado de Energía Eléctrica

La Ley General de Electricidad, determina que el mercado de energía eléctrica está constituido por el mercado regulado y el mercado mayorista (mercado libre).

## MERCADO REGULADO

El mercado regulado está integrado de la siguiente forma:

- > Por el lado de la oferta: Por las distribuidoras autorizadas que tienen definidas la zona de autorización y el área obligatoria de servicio (franja no menor de 200 metros entorno a sus instalaciones).
- > Por el lado de la demanda: Por todos los usuarios del servicio eléctrico con una demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor.

Estas expresiones tienen dos consecuencias:

- > Todos los usuarios con las características indicadas forman parte del "mercado cautivo" del distribuidor.
- > Todos los interesados en el servicio de energía eléctrica, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor, tienen derecho a que éste se lo suministre. Dicho derecho existe, asimismo para el interesado que estando ubicado fuera del área obligatoria de servicio, llegue al límite de dicha área mediante líneas propias o de terceros.

## MERCADO MAYORISTA, mm

Las principales características del mm son las siguientes:

AGENTES y PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA, aquellos que cumplen con las siguientes condiciones:

- > Los generadores que tengan una potencia mayor de 5 MW.
- > Los distribuidores que tengan un mínimo de 15,000 usuarios.
- > Los transportistas que tengan una capacidad de transporte mínima de 10 MW.
- > Los comercializadores, incluyendo importadores y exportadores, que compren o vendan bloques de energía asociados a una Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme de por lo menos 2 MW.
- > Los Grandes Usuarios que tengan una demanda máxima de potencia que exceda 100 de kW podrá realizar transacciones en el Mercado Mayorista.

Los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios deberán contar con contrato de potencia, que les permita cubrir sus requerimiento de demanda firme. Los agentes gozan de los derechos y obligaciones establecidas en el reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y sus reformas.

## PRODUCTOS Y SERVICIOS DEL MERCADO MAYORISTA

Entre los productos y servicios del mm están: Potencia eléctrica, Energía eléctrica, Servicios de transporte de energía eléctrica y Servicios complementarios.

## OPERACIONES DE COMPRA Y VENTA

Las operaciones de compra y venta del MM se realizan con base a las Normas de Coordinación Comercial, a través de:

- > El Mercado de Oportunidad o Mercado Spot. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.
- > El Mercado a Término. En este, a través de un instrumento contractual, los agentes o Grandes Usuarios pactan entre ellos: los plazos, cantidades y precios.
- > Un Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales.

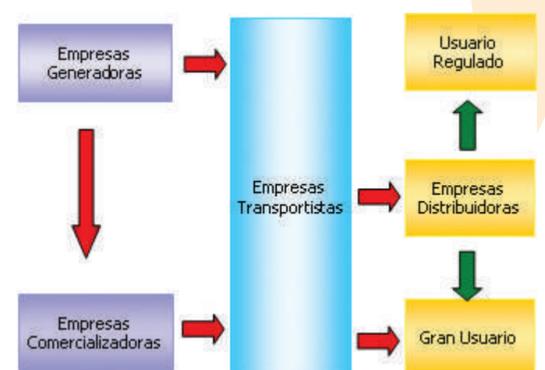
Los contratos existentes antes de la vigencia de la Ley General de Electricidad se consideran pertenecientes al Mercado a Término.

## ESQUEMA DEL MERCADO DE ENERGÍA

El desarrollo simultáneo de las actividades del mercado eléctrico es desarrollado a través de empresas o personas jurídicas diferentes.

Este esquema que es independiente del régimen de propiedad de las empresas del subsector, permite la operación de empresas en un ambiente de total libertad, competencia y sin privilegios, con un marco regulatorio y normativo bien claro y definido; en el cual es básico, el libre acceso de todos los agentes al sistema de transporte.

Los distribuidores pueden contratar el suministro con cualquier generador o comercializador; mientras que los grandes usuarios pueden realizarlo con un generador, un distribuidor o un comercializador. En este ambiente de libertad de contratación, únicamente están excluidos los usuarios regulados, que están ligados a las empresas distribuidoras en su zona de autorización.



## REGIMEN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y PEAJES

Están sujetos a regulación los precios de los siguientes suministros:

- > Las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro libremente pactados entre las partes.
- > Los peajes a que están sometidos las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes. En estos casos, los peajes serán determinados por la Comisión, ciñéndose a las disposiciones de la presente ley y de su reglamento.
- > Los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado en el reglamento. Los usuarios de demanda máxima de potencia superior a la que especifique el reglamento no estarán sujetos a regulaciones de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o bien con cualquier otro suministrador.

Son libres los precios no señalados explícitamente en los incisos anteriores.

## TARIFAS A USUARIOS DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas a usuarios del servicio de distribución final de electricidad, son fijadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años.

Las tarifas son ajustadas cada 3 meses por las compras de electricidad que efectúa la distribuidora, ajustándose por la tasa de cambio, el precio de los combustibles y el volumen de consumo.

También, se ajusta cada 6 meses por la indexación del Valor Agregado de Distribución (VAD), ajustándose por la tasa de cambio, índices de precios al consumidor y por el arancel de importación.

## ESTRUCTURA DE LA TARIFA ELÉCTRICA DE UNA DISTRIBUIDORA



El VAD, incluye costos de reposición de la infraestructura, costos operación y mantenimiento, costos administrativos y costos derivados de la atención a los consumidores.

## Oportunidades de inversión en Energía Solar

> Se identifican los lugares con los valores promedios anuales de velocidad de viento más altos, lo que los hace candidatos para el desarrollo de proyectos de energía eléctrica, bombeo de agua, etc. Así como, los sitios para el desarrollo de proyectos solares (fototérmicos y fotovoltaicos).

### POTENCIAL SOLAR

El valor anual de radiación global solar para todo el país, en promedio es de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>/día. La importancia de este mapa radica en que se van a conocer los lugares en donde debido al nivel de radiación se hace más viable el desarrollo de proyectos fotovoltaicos y fototérmicos como calentadores solares, secadores, etc.

> Además, de obtener datos de recurso eólico y solar, se pueden obtener, otros datos tales como: elevaciones, límites municipales, áreas protegidas, líneas de transmisión, aeropuertos, carreteras, poblados, etc.

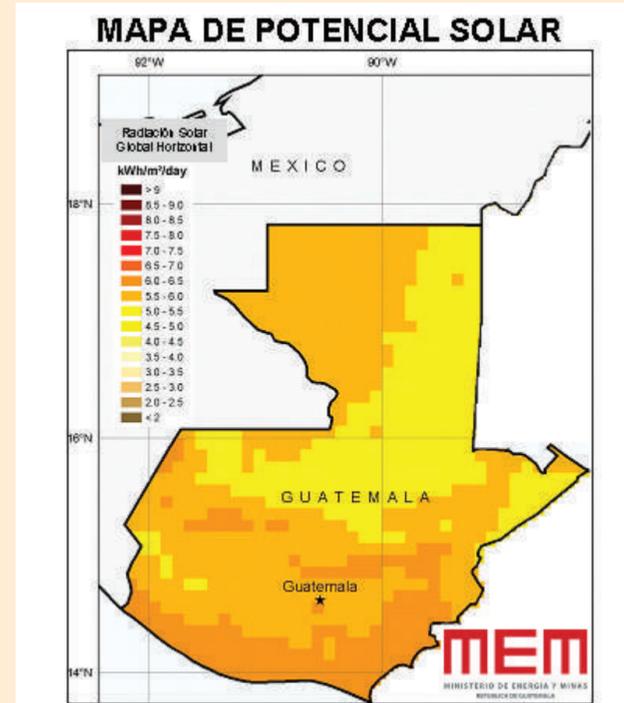
### HERRAMIENTA GEOESPACIAL (TOOLKT)

Esta herramienta fue desarrollada como parte del proyecto Solar and Wind Energy Resource Assessment -SWERA- y permite conocer el potencial eólico y solar de Guatemala.

Entre las características de esta herramienta se encuentran:

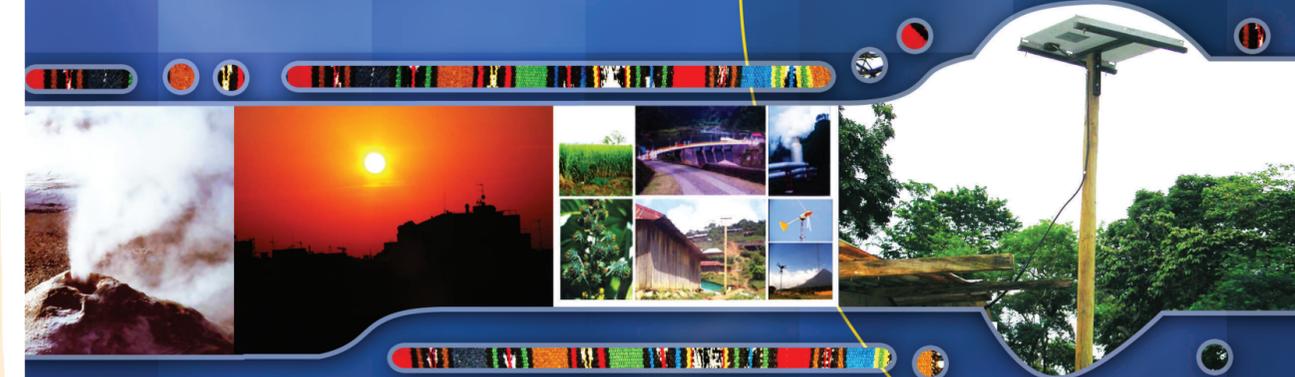
> El potencial eólico y solar de Guatemala.

> Permite realizar un análisis básico para la selección óptima de sitios para el aprovechamiento de los recursos solar y eólico.



## Energías Renovables Oportunidades de Inversión

-Energía Geotérmica  
-Energía Solar



## Oportunidades de inversión en Proyectos Geotérmicos

### POTENCIAL GEOTÉRMICO

El potencial geotérmico en Guatemala se valora en cerca de 1,000 MW. El Instituto Nacional de Electrificación –INDE– ha realizado estudios en las principales áreas geotérmicas del país. Además de ellas, existen otras regiones que muestran características atractivas para la exploración a detalle.

### PLANTAS GEOTÉRMICAS EXISTENTES

#### 1. ORZUNIL I

Ubicación: Se localiza en el municipio Zunil, departamento Quetzaltenango a 200 km al oeste de Ciudad Guatemala.

Características: Es una planta de ciclo binario que cuenta con 7 unidades de 3.6 MW netos cada una para, una capacidad instalada total de 25.2 MW. Es operada por la empresa Orzunil I de Electricidad Limitada quien tiene un contrato de compra venta de energía con el INDE. Entró en operación el 1 de octubre de 1999. Aprovecha el reservorio geotérmico del campo de Zunil I a través de pozos productores, con un sistema de disposición de los fluidos de desechos por medio de pozos reinyectores. El manejo y operación del campo geotérmico es responsabilidad del INDE.

Potencia máxima neta: 24 MW

Potencia mínima de operación: 18 MW

Operación de la planta: Base

A finales de 2001 se procedió a licitar la instalación de una Planta definitiva la cual se adjudicó a la Empresa Ormat Industries Ltda., quien instalará una planta modular de 50 MW, cuyo primer módulo de 22 MW se espera que entre a operar en el corto plazo.

#### 2. AMATITLÁN

Ubicación: Se ubica en las cercanías de la aldea San José Calderas del municipio de Amatitlán, a 40 km al sur de la ciudad de Guatemala.

Características: En este campo se cuenta con una unidad a boca de pozo de 5 MW que inició operaciones en noviembre de 1998 por medio de un contrato de compraventa de energía con CFE de México, el cual finalizó en noviembre de 2001. INDE adquirió esta unidad y la ha puesto a generar nuevamente desde el año 2003.

Potencia máxima neta: 5 MW

Operación de la planta: Base

A finales de 2001 se procedió a licitar la instalación de una planta definitiva la cual se adjudicó a la Empresa Ormat Industries Ltda., quien instalará una planta modular de 50 MW. En el año 2007, instaló ya el primer módulo de 25 MW.

## ÁREAS DE INTERES GEOTÉRMICO

### 1. CAMPO GEOTÉRMICO DE ZUNIL II

>Ubicación: Este proyecto se localiza a 200 Km al oeste de la ciudad de Guatemala y a unos cuantos kilómetros del Proyecto Zunil I. Aunque tectónicamente los dos campos se encuentran dentro de la caldera de Quetzaltenango, se trata de un reservorio independiente divididos estructuralmente por una falla que corre paralela al río Samalá. La topografía es accidentada aunque en menor medida que Zunil I

>Características Técnicas: Hasta la fecha se han perforado en el área tres pozos exploratorios que confirmaron la presencia de un reservorio del orden de los 300° C.

Uno de los pozos es productor y permite la instalación de una planta a boca de pozo pues produce 35 Ton/hora de vapor seco. Se han identificado dos zonas de interés para continuar con perforaciones profundas que permitan confirmar el potencial del campo que se estima en 40-50 MW como mínimo.

>Estado del Proyecto: El Estudio de prefactibilidad fue realizado por la West JEC del Japón entre 1989-1992. Actualmente el INDE está perforando dos pozos de producción y uno de reinyección con el objeto de evaluar el campo bajo régimen de explotación mediante la instalación de una planta a boca de pozo y determinar la factibilidad del campo.

### 2. CAMPO GEOTÉRMICO TECUAMBURRO

>Ubicación: El área geotérmica de Tecuamburro se localiza en el municipio de Pueblo Nuevo Viñas del departamento de Santa Rosa a 80 Km al sureste de la Ciudad de Guatemala. Las principales manifestaciones geotermales se localizan en la laguna de Ixpaco, en manantiales y fumarolas dispersas en el volcán Tecuamburro.

>Características Técnicas: Los estudios efectuados en el área indican la existencia de dos diferentes reservorios geotérmicos, uno de alta temperatura (300° C) ubicado en el área de la Laguna Ixpaco y sus alrededores y otro de temperatura media (165° C) localizado al noreste del anterior, los cuales estarían separados estructuralmente por una falla geológica.

En el reservorio de alta entalpida se perforó un pozo exploratorio de 800 m de profundidad con el cual se comprobó la existencia de altas temperaturas 235° C, estimándose que puede iniciarse la explotación con un potencial mínimo de 50 MW.

>Estado del Proyecto: El estudio de prefactibilidad fue efectuado por el Laboratorio Nacional Los Alamos, Estados Unidos, y El INDE durante 1988 y 1989. Se necesita ubicar blancos de perforación para confirmar la existencia del reservorio geotérmico a través de pozos profundos.

### 3. CAMPO GEOTÉRMICO DE SAN MARCOS

>Ubicación: Se localiza en el caserío de la Castalia de la aldea Rancho Padre, municipio de San Cristóbal Cucho, departamento de San Marcos, al occidente del país a 266 Km de la ciudad capital.

>Características Técnicas: Los estudios geocientíficos realizados en el área comprenden vulcanología, geología, neotectónica, geofísica y geoquímica, cuyos resultados muestran un área geotérmica con características estructurales y geoquímicas que indican altas temperaturas, entre 230° C y 250° C.

>Se considera preliminarmente que existe un alto potencial y que como primera fase fácilmente podría iniciarse con 24 MW.

>Estado del Proyecto: Este proyecto cuenta con un estudio de prefactibilidad preliminar realizado por Técnicos de la Unión Europea y del INDE. El estudio se llevó a cabo en el período 1993-1997.

No se han perforado ningún pozo aunque ya se tienen definidos los primeros blancos de perforación.

### 4. CAMPO GEOTÉRMICO DE MOYUTA

>Ubicación: El área geotérmica de Moyuta se localiza a 115 Km al sureste de la Ciudad de Guatemala, en el municipio de Moyuta, departamento de Jutiapa.

>Características Técnicas: En esta área se efectuaron estudios geocientíficos a principios de 1970. Se perforaron 12 pozos de diámetro reducido y dos pozos de diámetro comercial.

Posteriormente se hicieron estudios adicionales en donde se definió un modelo geoquímico con dos reservorios que fueron evaluados con temperaturas de 210° C y 170° C, en los cuales podrán realizarse nuevas perforaciones con mejores expectativas.

>Estado del Proyecto: El estudio de factibilidad preliminar fue realizado por ELC. Electroconsult, S.p.A. de Milán, Italia en 1977 y del Modelo Geoquímico del área efectuado por el Laboratorio Nacional Los Alamos, Estados Unidos en 1989.

### 5. CAMPO GEOTÉRMICO DE TOTONICAPÁN

>Ubicación: El área geotérmica de Totonicapán se localiza a 230 km al noroeste de Ciudad Guatemala, en el municipio Momostenango, departamento Totonicapán.

>Características Técnicas: En esta área se efectuaron estudios geocientíficos en los años 1996-1997. Estos incluyeron trabajos de geología, geoquímica y gravimetría. Los resultados obtenidos indicaron que las temperaturas máximas esperadas eran del orden de los 265° C. Las zonas de mayor alteración hidrotermal y manifestaciones geotermales se encuentran en El Salitre y San Bartolo Aguas Calientes.

>ESTADO DEL PROYECTO: El estudio preliminar fue realizado por técnicos del INDE, y los resultados evidenciaron que existe un buen potencial en esta área por lo que se recomiendan estudios adicionales con el propósito de evaluar a detalle las características del área geotérmica y confirmar la existencia del reservorio geotérmico.

## Otras áreas de interés

Además de las áreas geotérmicas principales, existen otras regiones que muestran características atractivas para la exploración a detalle. Actualmente se cuenta con información geológica regional y geoquímica, geotermómetros, cuyas temperaturas se muestran entre paréntesis:

>Atitlán: En los alrededores del lago de Atitlán, en el departamento de Sololá el (186 1/4 C).

>Palencia: En el municipio del mismo nombre, a 20 Km al noreste de la Ciudad de Guatemala (204° C)

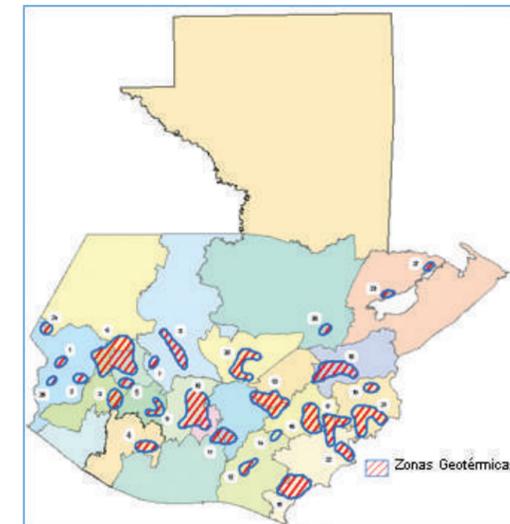
>Motagua: A orillas del río del mismo nombre cuando atraviesa el departamento de Zacapa, esta área no está asociada con volcanismo sino con la falla transcurrente del Motagua (160° C).

>Ayarza: En los alrededores de la laguna de Ayarza, en el departamento de Santa Rosa (182. C)

>Retana: En la laguna de Retana, cerca del volcán Suchitán en el departamento de Jutiapa (155° C).

>Istepeque-Ipala: Se encuentra en los alrededores del volcán de Ipala en el departamento de Chiquimula (155° C).

>Los Achiotres: Al este del área geotérmica del volcán Tecuamburro en el departamento de Santa Rosa (155° C).



## Proyecto de Torres de Medición de variables eólicas

Uno de los objetivos de la política energética del Gobierno, es fomentar el desarrollo de los recursos renovables en Guatemala, así como, promover la localización, evaluación e inventario de los recursos energéticos renovables que sirvan para la generación de energía.

Para cumplirla, se están desarrollando acciones para el uso de la energía proveniente del viento, a través de la instalación de torres de medición de viento, las cuales, generarán información básica para que se puedan desarrollar de acuerdo al potencial identificado, proyectos de generación de energía eléctrica, bombeo de agua, entre otras aplicaciones.

### Objetivos del proyecto

- > Conocer el potencial eólico en el país, para desarrollar proyectos tales como la generación de energía eléctrica, para el bombeo de aguas, entre otras.
- > Recopilar datos de viento y contar con una base de datos de velocidad y dirección del viento, la cual estará disponible sin costo alguno, para los interesados en desarrollar proyectos.
- > Promover la utilización de recursos renovables de energía, en especial del recurso eólico, como una opción energética limpia y que se tiene disponible en el país.
- > Disminuir la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, y por consiguiente, disminuir la factura petrolera.

### Descripción del proyecto

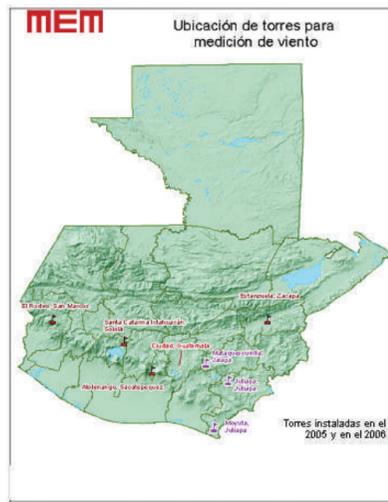
El proyecto inició en el año 2005 y actualmente se cuentan con siete torres de medición que registran velocidad y dirección del viento, así como, la temperatura y la radiación solar. Estas torres se encuentran localizadas en los siguientes municipios:

1. San Marcos, San Marcos.
2. Alotenango, Sacatepéquez.
3. Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá.
4. Estandzuela, Zacapa.
5. Mataquescuintla, Jalapa.
6. Jutiapa, Jutiapa.
7. Moyuta, Jutiapa.

Para el año 2007, se pretende la instalación de más torres de medición de variables, en otros sitios del interior de la república.

### EN QUE CONSISTE EL PROYECTO EÓLICO

Consiste en la instalación de una torre que cuenta con equipos de medición, uno a 20 metros y el otro a 30, que brindan información sobre el comportamiento de la velocidad y dirección del viento durante dos años. Cuenta además, con un registrador en donde se almacena la información. La información recopilada se procesa y se determina la velocidad promedio anual y la dirección predominante del viento en el año, el potencial de generación del sitio, y el o los proyectos adecuados para aprovechar el recurso del lugar para el desarrollo de futuros proyectos energéticos.



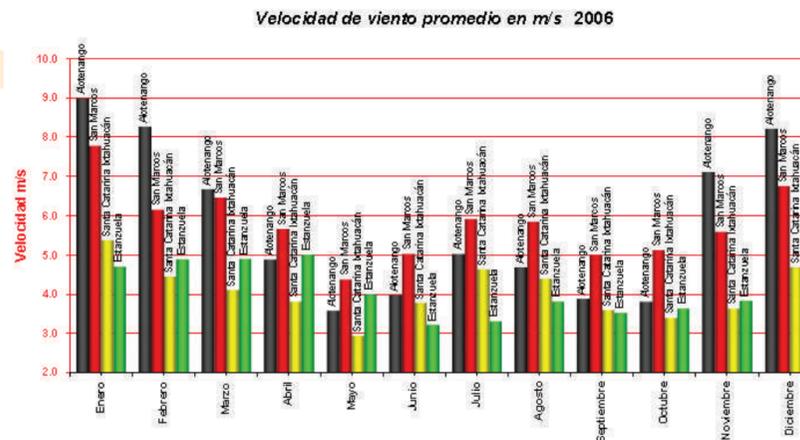
No	Municipio, departamento	Distancia de la capital en Km.	Altitud en msnm	Coordenadas Geográficas		Coordenadas UTM	
				N	W		
1	Alotenango, Sacatepéquez	70	1,073	14° 25' 41.1"	90° 48' 47.5"	15P 0735767	UTM 1596100
2	Estandzuela, Zacapa	141	184	15° 01' 30.8"	89° 33' 46.6"	16P 0224411	UTM 1662614
3	Santa Catarina Ixtahuacán	170	3,033	14° 50' 46.7"	91° 21' 35.6"	15P 0676472	UTM 1641875
4	San Marcos, San Marcos	275	3,349	15° 02' 33.5"	91° 51' 41.5"	15P 0622376	UTM 1663256

### Resultado de las Mediciones de variables eólicas 2006

A continuación se presenta el cuadro que contiene las velocidades promedio, medidas a 30 metros de altura, para cada una de las torres instaladas en los siguientes municipios:

> Alotenango, Sacatepéquez; San Marcos, San Marcos; Estandzuela, Zacapa; y Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá:

AÑO 2006	Estandzuela, Zacapa	San Marcos, San Marcos	Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá	Alotenango, Sacatepéquez
Enero	4.7	7.8	5.4	9.0
Febrero	4.9	6.2	4.5	8.3
Marzo	4.9	6.5	4.1	6.7
Abril	5.0	5.7	3.8	4.9
Mayo	4.0	4.4	2.9	3.6
Junio	3.2	5.0	3.8	4.0
Julio	3.3	5.9	4.6	5.0
Agosto	3.8	5.8	4.4	4.7
Septiembre	3.5	5.0	3.6	3.9
Octubre	3.6	5.1	3.4	3.8
Noviembre	3.8	5.6	3.6	7.1
Diciembre	4.5	6.8	4.7	8.2
<b>Promedio</b>	<b>4.1</b>	<b>5.8</b>	<b>4.1</b>	<b>5.8</b>



# Energías Renovables

## Oportunidades de Inversión

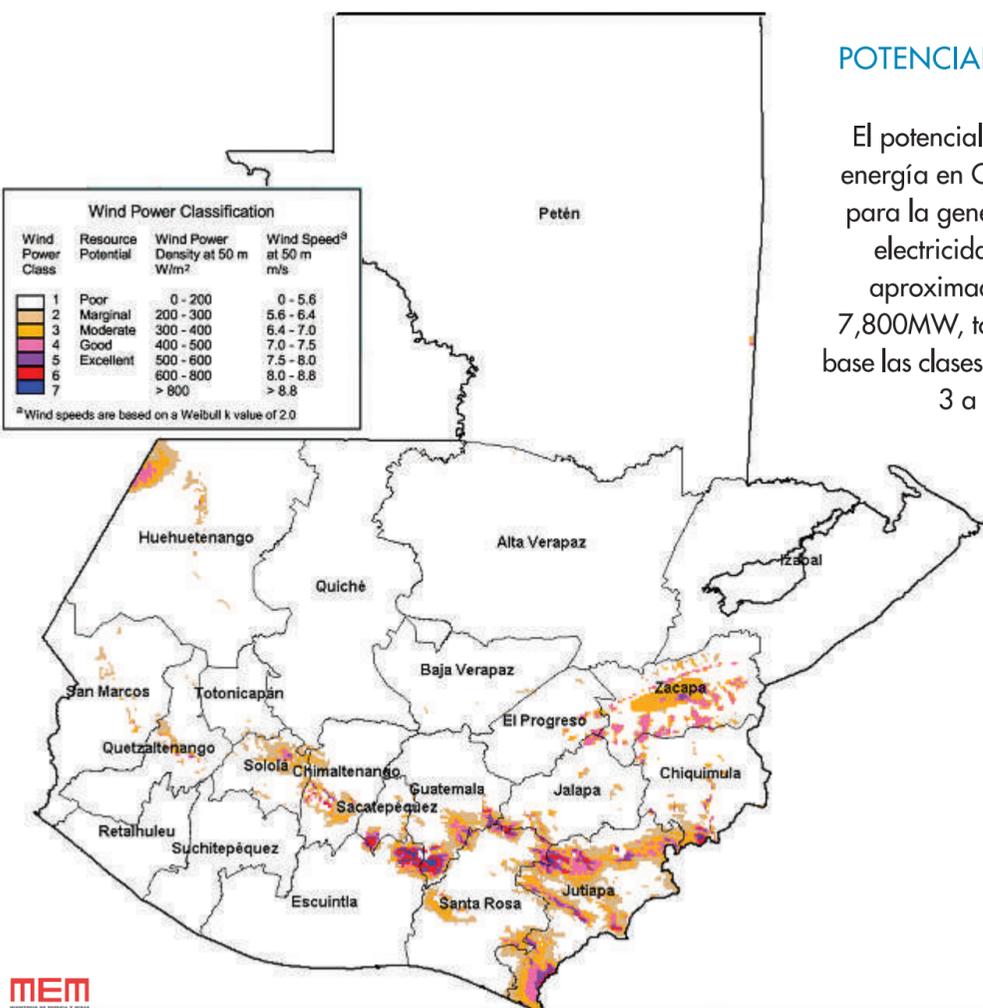
## Energía Eólica



## Oportunidades de Inversión en Proyectos Eólicos

Con la ayuda técnica y financiera del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) se desarrolló el proyecto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA), con la finalidad de promover la utilización de la energía eólica y solar, minimizando las barreras causadas por la falta de información, se obtuvieron los siguientes resultados:

- > Mapas de velocidad (m/s) y densidad de potencia del viento ( $W/m^2$ ) a una altura de 50 m, para los países de Centroamérica y Cuba.
- > Mapas de radiación solar global anual y directa normal, en  $kWh/m^2/día$ , para Centroamérica y Cuba.
- > Herramienta geoespacial que muestra el potencial eólico y solar de Guatemala, así como, información geográfica y de infraestructura, entre otras.



### POTENCIAL EÓLICO

El potencial eólico de energía en Guatemala, para la generación de electricidad es de aproximadamente 7,800MW, tomando de base las clases de viento de 3 a 7.

## Proyectos Eólicos

El viento es el resultado del movimiento de masas de aire en la atmósfera. Este movimiento es causado principalmente por la radiación solar, la cual es absorbida y reflejada en forma distinta por las diferentes capas de la atmósfera y por los diferentes tipos de superficies existentes sobre la tierra. De este modo, la atmósfera se calienta en forma desigual, originando la circulación por convección.

Este hecho se manifiesta a nivel planetario, con un mayor calentamiento del aire en las zonas tropicales que lo hacen ascender y su lugar es ocupado por aire más frío proveniente de los polos. Esta acción se combina con la rotación de la tierra y la fuerza de la gravedad contribuyendo a la formación de los vientos.

Guatemala se encuentra afectada por el patrón de los vientos alisios. Estos vientos se desplazan con una componente del Norte (puede ser NNE, NE, NNO) durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero; debido a un sistema de alta presión que se ubica por esa época en la parte central de los Estados Unidos Norteamericanos y la prolongación de este sistema de presión a través del Golfo de México y la Península de Yucatán (en la República Mexicana), el viento penetra al territorio del Golfo de México por el departamento de Izabal y se encañona entre las Sierras del Merendón y Las Minas.



Estos hacen que los vientos se aceleren y registren velocidades un poco más altas en el oriente del país. Estos vientos pasan a la zona central y se dirigen a la parte noroeste del país disminuyendo considerablemente su velocidad, el área cubierta por estos vientos estaría comprendida entre la Sierra de los Cuchumatanes y el Pie del Monte de la Costa Sur.

Durante los meses de marzo a junio, el viento mantiene un componente Sur, por la presencia de sistemas de baja presión ubicados a lo largo del Océano Pacífico que son responsables de gobernar la circulación o flujo del viento. Cuando estos sistemas de presión son los suficientemente grandes, hacen que el viento logre rebasar los macizos montañosos del Pie de Monte y la Sierra de los Cuchumatanes, llegando hasta los departamentos de Alta Verapaz, Huehuetenango y El Quiché.

En los restantes meses de julio a septiembre, el viento también mantiene una componente Norte, debido a la presencia del anticiclón semi-permanente del Atlántico, que mantiene un flujo a través del departamento de Izabal; excepto en situaciones donde aparecen los huracanes o tormentas tropicales que hacen que el flujo cambie completamente, pero ello, es forma transitoria.



## Energía Eólica

Se conoce como energía eólica al aprovechamiento que realiza el hombre de la energía del viento.

La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover barcos impulsados por velas o hacer funcionar molinos de grano. Hoy se emplea sobre todo para generar energía limpia y segura, a través de aerogeneradores o generadores eólicos, que consisten en un sistema mecánico de rotación, provisto de palas que a través de un generador producen energía eléctrica.

Los aerogeneradores tienen diversos usos, y pueden satisfacer demandas de pequeña potencia o agruparse y formar granjas eólicas (cuando los generadores de energía eólica se instalan en filas) conectados al sistema eléctrico nacional.

La energía eólica presenta ventajas frente a otras fuentes energéticas convencionales, tales como:

- >Procede indirectamente del sol, que calienta el aire y ocasiona el viento.
- >Es inagotable . Se renueva de forma continua.
- >Es una energía limpia. No contamina .
- >Es autóctona y universal. Existe en todo el mundo.
- >Cada vez es más barata conforme avanza la tecnología.
- >Permite el desarrollo sin expoliar la naturaleza, respetando el medio ambiente.
- >Las instalaciones son fácilmente reversibles. No dejan huella.

A principios de este año, se inició la construcción del proyecto eólico Buenos Aires, esta granja eólica tendrá una potencia de 15 MW y producirá en promedio una energía anual de 40 GWh. Este proyecto se encuentra en el lado sur oriente del departamento de Guatemala, en la falda del volcán de Pacaya y a 35 kilómetros sudeste de la ciudad capital de Guatemala.

Adicionalmente, el documento denominado Plan de Negocios, del Proyecto Eólico El Rodeo, que se encuentra ubicado en la aldea El Rodeo del municipio de San Marcos, a 285 kilómetros de la ciudad capital de Guatemala. En dicho documento se contempla la instalación de una potencia de 3,900 kW y una producción anual de 11,100,672 kWh

Finalmente, existen entidades privadas que se encuentran realizando mediciones de viento (velocidad y dirección), con el objeto de definir la capacidad del proyecto de generación eólica. Estas estaciones de medición se encuentran en Jutiapa, en Villa Canales y San Vicente Pacaya.



# Energías Renovables

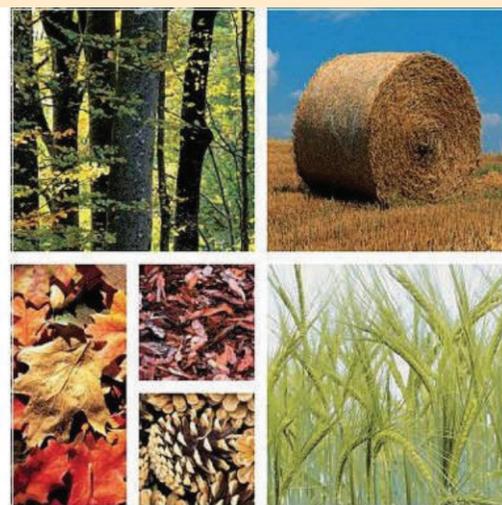
## Oportunidades de Inversión

### Biocombustibles



## MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS CONFORMA COMISIÓN NACIONAL DE BIOCOMBUSTIBLES

El tema de biocombustibles, ha cobrado gran importancia no sólo en la agenda local, regional sino internacionalmente, debido principalmente a la creciente preocupación sobre el aumento en el precio del petróleo y a la gran dependencia y las implicaciones que dicha situación podría tener para los países importadores de este producto. El 11 de junio 2007 por iniciativa del Ministerio de Energía y Minas se conformó la Comisión Nacional de Biocombustibles integrada por los Ministerios de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), el Ministerio de Economía (MINECO) y el de Agricultura, Ganadería y Alimentación (MAGA), los ministros de estas carteras consideran necesario evaluar la ruta que nuestro país tomará respecto a la utilización de combustibles alternos, como lo son el etanol y el biodiesel, y ven de con suma atención la importancia de establecer una política al respecto, en donde los cuatro ministerios tendrán mucho que aportar por considerar que el diseño de tal estrategia tiene impactos sociales, económicos y ambientales que se vinculan con el hacer público de la política a cargo de cada uno de ellos.



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS  
REPUBLICA DE GUATEMALA

PBX: (502) 2477-0382 y (502) 2476-0680  
Diagonal 17, 29-78 zona 11, Las Charcas. Guatemala C. A.  
[www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt)

## ANTECEDENTES

Tomando en cuenta que los productos petroleros constituyen cerca del 43% de la demanda energética guatemalteca, de los cuales el 63% es consumido por el sector de transporte, y que la importación de combustibles para uso automotor en el año 2006 fue de más de 16 millones de barriles, equivalente a US\$ 1,346 millones; el uso de biocombustibles en Guatemala se concibe como una estrategia multipropósito con la cual se impulsará el uso de combustibles renovables promoviendo el desarrollo energético sostenible, la diversificación de la matriz energética y además se promueva la reactivación y diversificación de la agroindustria nacional, dentro de un marco de certeza jurídica en el cual la producción, distribución y comercialización de biocombustibles este sometida a la libre competencia, con beneficios sociales, económicos y ambientales.

## VENTAJAS

Principales ventajas de la producción y uso de biocombustibles:

>Contribuyen a diversificar la matriz energética nacional a partir de fuentes renovables de energía, así como la reducción de la dependencia externa en el suministro de combustibles.

>Inician el abastecimiento del mercado nacional de combustibles a partir de fuentes locales para disminuir la factura petrolera y el ahorro de divisas que ello implica.

>Promueven la agroindustria nacional generando empleos directos e indirectos en el área rural del país durante la construcción y operación de las plantas de producción, así como, en el proceso de obtención de las materias primas necesarias para la producción de biocombustibles.

>Contribuyen a la sostenibilidad ambiental por medio de recursos renovables de energía, los cuales durante su uso reducen las emisiones contaminantes a la atmósfera y además, brindan una alternativa de uso del suelo, que reduce la erosión y desertificación en el cultivo de materias primas.

## ETANOL

La producción de etanol a partir de caña de azúcar es un proceso conocido en Guatemala desde hace décadas y actualmente se produce alcohol con fines industriales y para bebidas, tanto para el mercado interno como para la exportación.

El área cultivada de caña de azúcar es de más de 197,000 hectáreas y ha tenido un crecimiento promedio del siete por ciento durante la última década, lo cual da claros indicios de que el sector azucarero guatemalteco está muy bien establecido. La región donde se ubica la agroindustria azucarera es la Costa Sur del país, principalmente en los departamentos de Escuintla, Suchitepéquez, Retalhuleu y Santa Rosa.

La industria azucarera del país tiene la mejor productividad de la región, con 98.32 toneladas de caña por hectárea, y la mayor área cultivada de Centroamérica. La producción de melaza fue de más de 103.5 millones de galones y se molieron más de 16 millones de toneladas de caña en la zafra 2005-2006.



Para el año 2007 el país ampliará su industria alcoholera a cinco destilerías, que podrían producir cerca de 800 mil litros diarios de etanol, lo que implica que se producirán cerca de 158 millones de litros de etanol anuales. En cuanto a la materia prima, se cuenta con el potencial necesario para abastecer como mínimo el 10 por ciento de alcohol en las gasolineras, según el consumo del año 2006.

Nombre	Capacidad instalada (litros/día)	Producción anual estimada (millones de litros)
Alcoholes MAG	300,000	64.4
Bioetanol	150,000	14.6
DARSA	100,000	29.5
Palo Gordo	120,000	11.7
Servicios Manufactureros	120,000	37.6
Total	790,000	157.8

## BIODIESEL

El biodiesel posee diversas características favorables como sustituto del diesel de origen fósil, por ejemplo, posee un contenido bajo de azufre, es biodegradable, mejora la lubricidad del diesel cuando se mezcla, reduce las emisiones de la combustión (a excepción de los óxidos de nitrógeno), posee mayor número de cetano que el diesel y es de origen renovable. El biodiesel es producido a partir de aceites vegetales o grasas de origen animal.

>Los aceites y grasas que constituyen materias primas posibles para producción de biodiesel en Guatemala son la Palma Africana, Jatropha Curcas (piñon), Ricinus Communis (higuerillo), aceites reciclados



Guatemala posee gran potencial de producir biodiesel, ya que el país se encuentra en la franja tropical del planeta, y cuenta con tierras adecuadas para el efecto. El país cuenta con al menos 8 plantas productoras de biodiesel con capacidades de producción que varían

entre 50 y 1,500 galones por día, la mayoría para consumos propios y a partir de aceites reciclados y de Jatropha Curcas. Una de las principales ventajas en la producción de biodiesel es que ésta se puede llevar a cabo por medio de pequeños productores generando una gran oportunidad para desarrollar el área rural del país y podría contribuir a mejorar la cobertura de los requerimientos de combustible para el transporte y otras actividades productivas en áreas remotas del país, en donde actualmente los costos de transporte de diesel fósil para motores que se utilizan en molinos, generadores de electricidad y otros, es muy alto.

La comercialización de biodiesel en la actualidad no está regulada por el gobierno, sin embargo, el 24 de abril del 2007 fue aprobado el Reglamento Técnico Centro Americano de Biodiesel (RTCA 75.02.43:06), el cual tiene por objeto especificar las características físico-químicas que debe cumplir el biodiesel para ser utilizado como combustible en la región centroamericana, y toma como referencia una adaptación de las especificaciones que aparecen en las normas ASTM D 6751-06 y EN 14214:2003.

## REGALÍAS, Y CARGOS ANUALES

>Las Regalías se calculan dependiendo de la gravedad API del petróleo producido. El Mínimo es de 5%, e incrementa 1% por cada 1 API que aumente la gravedad del crudo.

>Participación en la producción se determina de acuerdo a la cantidad de petróleo producido, como se muestra en la tabla.

>Un cargo basado en la cantidad de hectáreas en el área de contrato se cobra anualmente. Son US\$0.25 / hectárea durante el período de exploración, US\$0.50 por hectárea en fase de evolución y US\$5.00 / hectárea durante el período de explotación.

Barriles/día	Porcentaje
0-20,000	30%
20,000-30,000	35%
30,000-40,000	40%
40,000-50,000	45%
50,000-60,000	50%
60,000-70,000	55%
70,000-80,000	60%
80,000-90,000	65%
90,000- o más	70%



## Subsector Hidrocarburos

Marco Legal

LEY

**MEM**  
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
REPÚBLICA DE GUATEMALA

PBX: (502) 2477-0382 y (502) 2476-0680  
Diagonal 17, 29-78 zona 11, Las Charcas. Guatemala C. A.  
[www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt)

## Marco Legal

### Garantía a los Inversionistas

>La legislación presente de Guatemala ofrece mayor seguridad, otorgando derechos y obligaciones iguales a los inversionistas nacionales y extranjeros.

>El compromiso del gobierno respecto a la inversión productiva es proveer reglas generales positivas, claras y estables.

>La Legislación Guatemalteca garantiza la certeza y seguridad jurídica que necesitan las inversiones, en función del Principio de Trato Nacional.

- a) Ley de Inversión Extranjera (Dto. 9-98)
- b) Código de Comercio

Guatemala ha suscrito y ratificado convenios internacionales que garantizan las inversiones frente a los riesgos económicos y políticos:

>Multilateral Investment Guarantee (Banco Internacional) Tiene como objetivo propiciar el flujo de inversiones para fines productivos en especial hacia los países miembros en desarrollo, complementando de esta manera las actividades del Banco Internacional y otras instituciones internacionales de financiamiento. Otorga garantías, incluidos coaseguros y reaseguros, contra riesgos no comerciales respecto de inversiones realizadas en un país miembro y provenientes de otros países miembros.

> Overseas Private Investment Corporation (Gobierno de EEUU). Es el líder a nivel mundial en proveer seguros contra riesgos de inversión. Ofrece una cobertura total con seguros innovadores, los cuales brindan protección contra tres políticas de riesgo:

- a. Inconvertibilidad de la moneda
- b. Expropiación
- c. Políticas violentas

Guatemala es uno de los países que más Inversión Extranjera Directa (IED) atrajo en 2006 en la región de México, Centroamérica y el Caribe, según reporte de la Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y el Desarrollo (UNCTAD). En el 2006, el país se ubicó en el sexto lugar de atracción de IED, alcanzando US\$354 millones, 36% más de lo captado en el año anterior. Según el Programa Nacional para la Competitividad, para el año 2008, se podrían obtener inversiones extranjeras en el orden de los US\$600 millones.

### LEY DE HIDROCARBUROS

>La ley vigente que rige la exploración y explotación en Guatemala es la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83 y sus reformas.

>Está apoyada por el Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-83 y sus reformas.

>La convocatoria para presentar ofertas con el objeto de celebrar Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 764-92, y el Reglamento de convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 754-92, especifican los procedimientos necesarios para obtener y firmar un contrato con el Gobierno.

Las actividades relacionadas con la comercialización interna de petróleo y productos petroleros (Down Stream), se regulan por la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, Decreto Número 109-97, y su Reglamento General, Acuerdo Gubernativo 522-99.

## TIPOS DE CONTRATOS

Actualmente hay tres modelos de contrato vigentes:

>Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

> Contrato de Administración y Producción Incremental en Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación.

> Contrato de Servicios Petroleros

Además se cuenta con la opción de permiso de Reconocimiento Superficial, que aunque no es un contrato, sí es un convenio de exploración entre una empresa o persona particular y el Estado.

## PROCEDIMIENTO PARA OBTENER Y FIRMAR UN CONTRATO

El siguiente procedimiento se debe seguir para que un contrato sea firmado y entre en vigencia:

>Diseño y selección de las áreas a ofertar.

>Convocatoria de licitación.

>Promoción de las áreas.

>Recepción de ofertas.

>Calificación de las ofertas .

>Capacidad Financiera.

>Capacidad Técnica.

>Ofertas de trabajos iguales o mayores a los trabajos mínimos establecidos para cada área.

>Representación Legal en Guatemala.

>Adjudicación de las áreas.

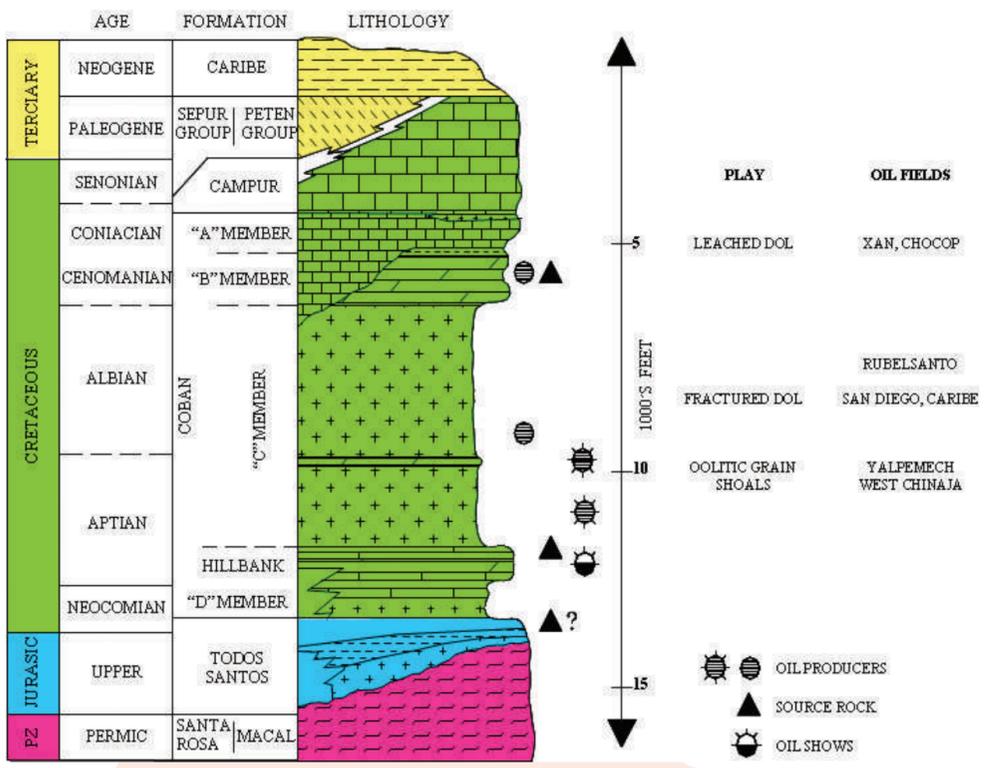
>Firma del contrato por Representantes de la Empresa, el Ministerio de Energía y Minas y ratificado por el Presidente de la República en Consejo de Ministros.

>Publicación en el Diario de Centro América.

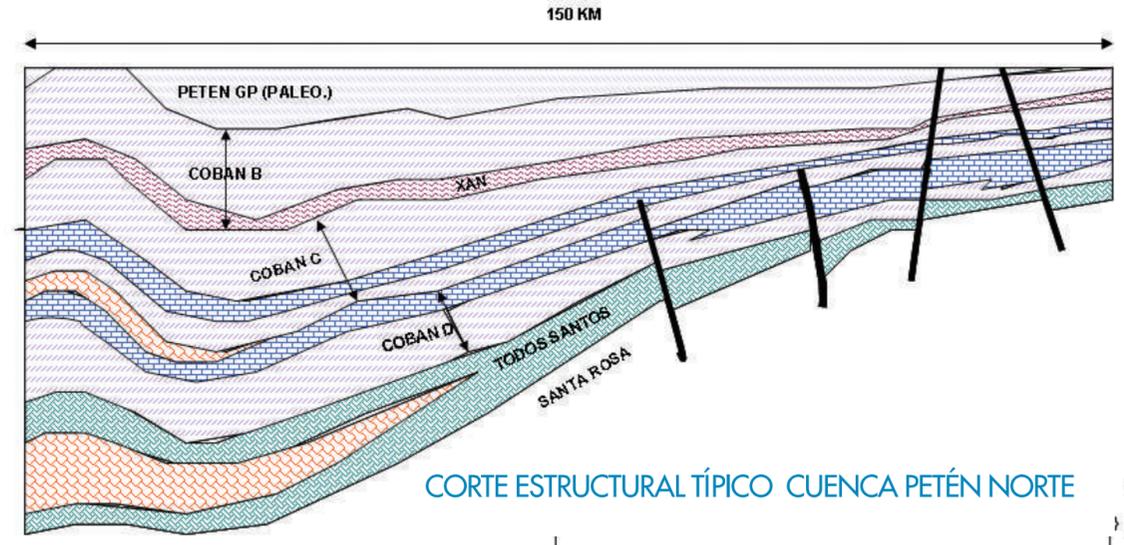
## COSTOS RECUPERABLES

>De acuerdo al Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, todos los desembolsos en costos de capital, exploración, explotación y desarrollo, gastos de operación atribuible al área de contrato y los gastos administrativos que hayan sido aprobados previamente en base a los programas de exploración y/o explotación aprobados por el Ministerio para esa área, se pueden recuperar de la producción neta de la misma. (Artículos 219-221).

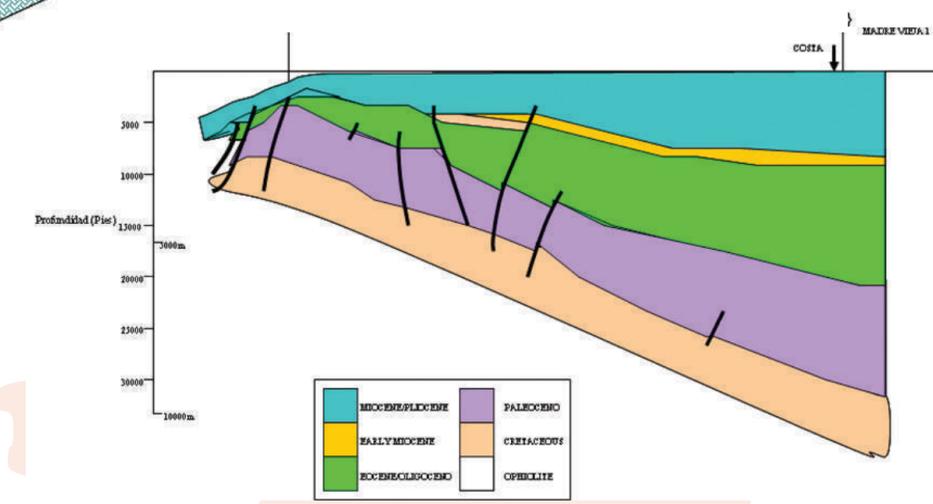
### ESTRATIGRAFÍA GENERAL DE LA CUENCA PETÉN



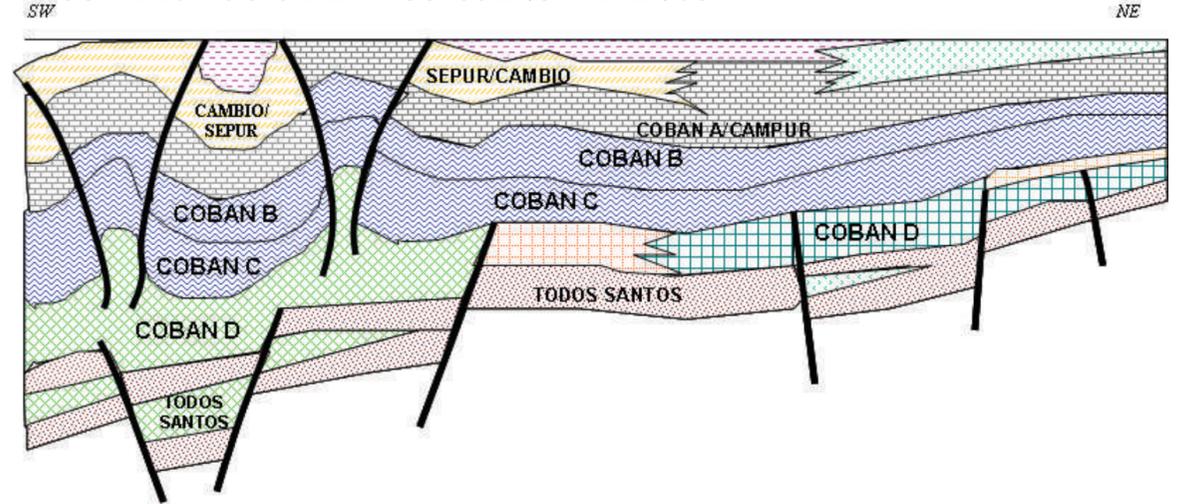
### CORTE ESTRUCTURAL TÍPICO CUENCA PETÉN NORTE



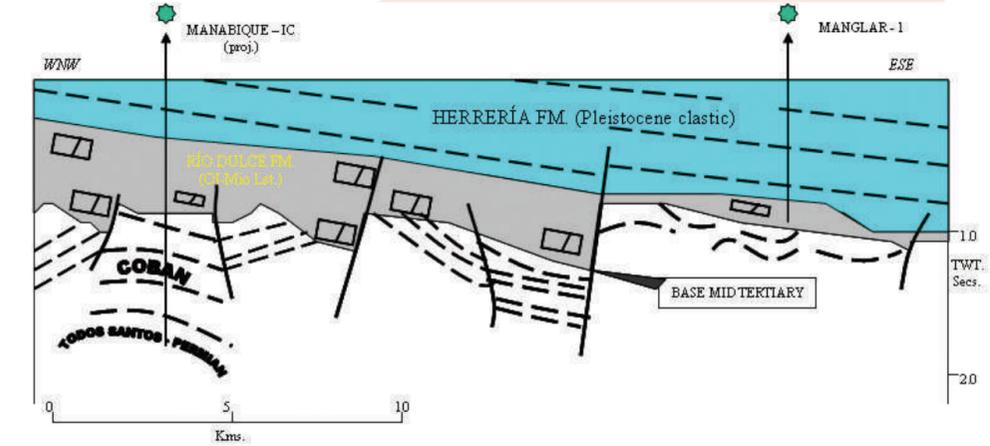
### CORTE ESTRUCTURAL TÍPICO CUENCA PETÉN NORTE



### CORTE ESTRUCTURAL TÍPICO CUENCA PETEN SUR

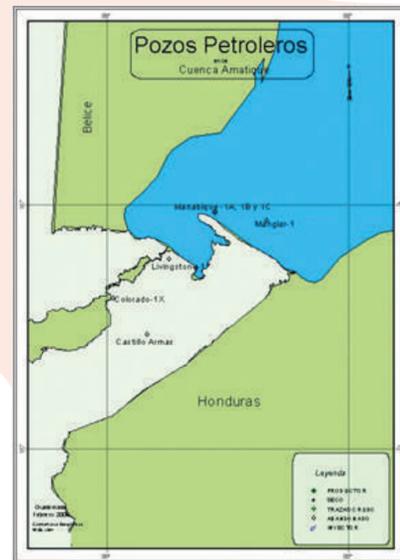


### SECCIÓN TRANSVERSAL ESTRUCTURAL ESQUEMÁTICA LITORAL DE LA CUENCA



## POZOS PETROLEROS EN GUATEMALA

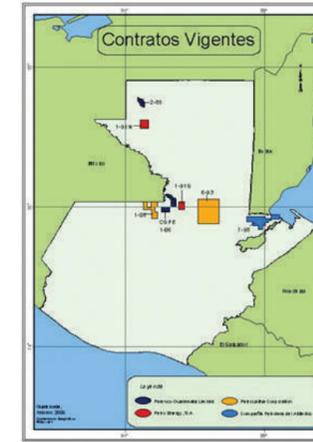
- > Hay 153 pozos perforados en Guatemala.
- > Hay 56 pozos produciendo en siete campos petroleros. De estos, nueve son horizontales.
- > Hay 15 pozos inyectoros, ya sea para disposición de agua de formación o como inyectoros de agua a la formación para mantener la presión del reservorio.



## CONTRATOS VIGENTES

Hay siete contratos vigentes al momento:

- > Tres contratos de explotación en fase de explotación propiamente.
- > Un contrato de explotación en fase de evaluación.
- > Tres contratos de exploración.



## TIPOS DE CRUDOS

> En la actualidad existen tres contratos petroleros en fase de explotación

> 2-85

gravedad API 16.0°

> CSPE01-2007

gravedad API 23.5°

> 1-97 SUR

gravedad API 33.4°

> 1-97 NORTE

gravedad API 23.5°

## TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO

> Hay un oleoducto que se extiende desde los campos Xan y Rubelsanto hasta el puerto de Santo Tomás de Castilla en la costa del Caribe.

> La Terminal Piedras Negras tiene la capacidad para almacenar hasta 500,000 barriles de petróleo.

> El petróleo también se transporta por medio de camiones cisterna hasta el punto de venta.



## CUENCAS PETROLERAS MARCO GEOLÓGICO

En Guatemala hay tres tipos de cuencas, las cuales son resultado de los procesos y actividad geológica y tectónica del área.

> Cuenca Petén: Ante-país

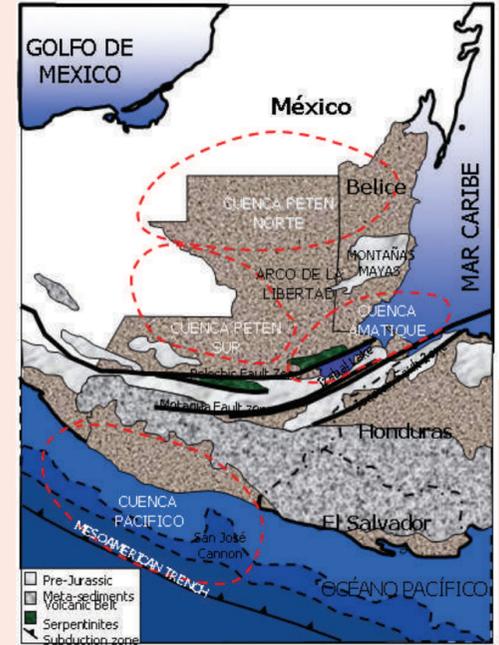
Todos los campos petroleros activos se encuentran en esta cuenca. En la cuenca Norte, la gravedad del petróleo es aproximadamente 16° API, mientras que en la cuenca Sur la gravedad oscila entre 22°-38° API.

> Cuenca Amatique: Pull Apart

Hay varios manaderos de petróleo que indican la presencia de petróleo subterráneo.

> Cuenca Pacífico: Ante-arco

Es una cuenca terciaria con más de 10,000 pies de grueso. Viajes del DSDP encontraron hidratos de metano en el área, posiblemente asociados con gas libre.



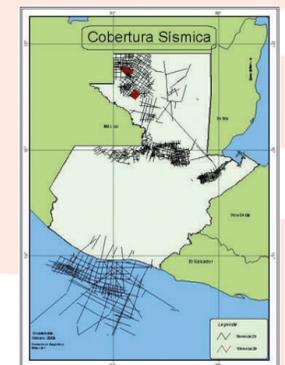
## Levantamientos Sísmicos

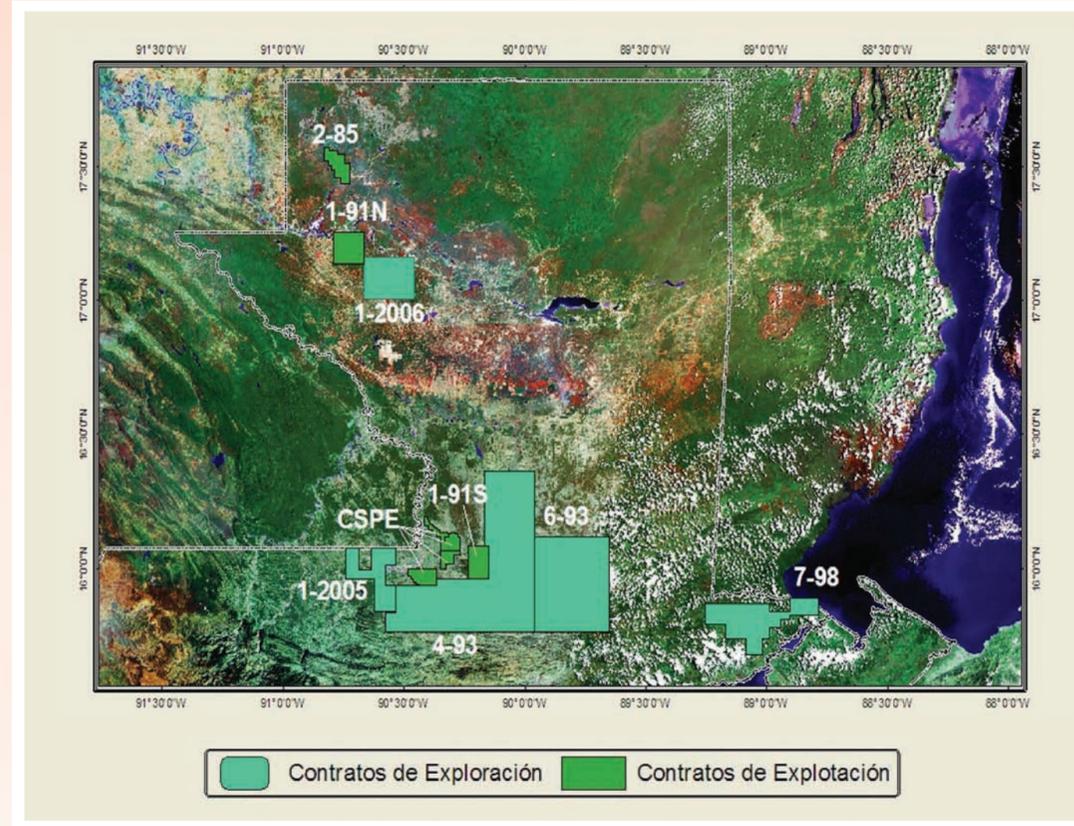
> Hay por lo menos 21,200 Km de sísmica 2D y 450 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D en Guatemala.

> Estos proyectos han definido a la parte norte de la cuenca Petén como un homoclinal buzando hacia el norte, mientras que la parte sur de la cuenca es un complejo estructural de anticlinales afectados por sistemas de fallas normales e inversas.

> La sísmica obtenida en la cuenca Amatique probó la existencia de una zona de fallas con movimiento traslacional y rotacional, dándole la configuración actual a la cuenca.

> En la cuenca Pacífico, la información sísmica muestra una secuencia de formaciones clásticas con un grosor de por lo menos 10,000 pies.





Ronda de Licitación 2007

## Contratos y Permisos

Dentro del marco legal establecido por la Ley de Hidrocarburos, las operaciones petroleras podrán ser ejecutadas por medio de contratistas en base a contratos de operaciones petroleras.

Las operaciones petroleras a contratarse entre el Gobierno y los contratistas se ajustarán a modelos de contratos aprobados por el Jefe de Estado en Consejo de Ministros.

Actualmente hay tres modelos de contrato vigentes:

- Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Contrato de Administración y Producción Incremental en Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación.
- Contrato de Servicios Petroleros

Además se cuenta con la opción de permiso de Reconocimiento Superficial, que aunque no es un contrato, si es un convenio de exploración entre una empresa o persona particular y el Estado.

## Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Este tipo de contrato está basado en un sistema de regalías y participación en la producción. El contratista define el programa de trabajo, que luego es aprobado por el Ministerio. Todas las facilidades son construidas y operadas por el contratista durante la vigencia del contrato. Al terminar este, pasan a ser propiedad del Estado.

El contratista le tiene que pagar al Estado regalías basado en la calidad y un porcentaje de la producción basado en la cantidad de los hidrocarburos producidos. El contratista podrá recuperar la mayoría de los costos de operación del contrato una vez empieza la producción comercial de hidrocarburos.

### Fases del Contrato

Este tipo de contrato trata de incorporar los Contratos de Explotación, Participación en la Producción y Opción Sísmica anteriores, por lo que se divide en fases que corresponden a cada tipo de contrato incorporado. Un contrato tendrá una sola fase, la cual se puede dividir en subfases.

Fase de Evaluación: Equivale al período de exploración que comprende el primer año de contrato prorrogable por un período igual, previa solicitud del contratista. Si el contratista no selecciona por lo menos un área de explotación antes de finalizar la fase de evaluación, el contrato terminará automáticamente.

Fase de Exploración Indirecta: Comprenderá los dos primeros años de contrato, y continuará hasta completar los seis primeros años; tomando los cuatro años restantes para realizar los trabajos de exploración directa. Este se divide en dos subfases:

- Fase de exploración indirecta, los primeros 2 años del contrato.
- Fase de exploración directa optativa, que comprende del tercer al sexto año del contrato.

El período de explotación comenzará en la fecha de establecimiento de un campo comercial y terminará cuando finalice la producción comercial de la misma o termine el contrato por cualquier causa.

Si el contratista no descubre hidrocarburos en cantidades comerciales antes de que finalice el sexto año de vigencia del contrato, este terminará automáticamente.

Fase de Exploración Indirecta y Directa:

Incluye la exploración indirecta, directa y la evaluación de estructuras existentes y lo constituyen los seis primeros años de contrato. Este se divide en las dos subfases siguientes:

- Exploración indirecta, directa y evaluación de estructuras, que es la subfase obligatoria y comprende los primeros tres años del contrato.
- Exploración directa optativa, que comprende del cuarto al sexto año de contrato.

El período de explotación comenzará en la fecha de establecimiento de un campo comercial y terminará cuando finalice la producción comercial de la misma o termine el contrato por cualquier causa.

Si el contratista no descubre hidrocarburos en cantidades comerciales antes de que finalice el sexto año de vigencia del contrato, este terminará automáticamente.

### Programas de Trabajo

Los programas de trabajo se ejecutarán por medio de presupuestos anuales preparados y presentados por el Contratista y aprobados, previo a su ejecución, por el MEM.

El programa adicional para la evaluación de un descubrimiento e hidrocarburos, será en adición a cualquier otra obligación que el contratista tenga conforme la Ley y el Contrato respectivo.

### Operaciones

El contratista ejecutará por su propia cuenta las operaciones de exploración y/o explotación durante las fases que correspondan, en el área de contrato.

Se deberán seguir los requerimientos legales y buena práctica de la industria petrolera internacional para todos los programas de trabajo y operaciones.

## Reportes

El contratista deberá informar al Ministerio de la ejecución de los programas de trabajo mediante informes mensuales y trimestrales. También deberá entregar un informe anual de los trabajos realizados y los resultados obtenidos.

## Información

Sin necesidad de requerimiento, el contratista presentará a la Dirección un juego completo de las muestras y núcleos obtenidos durante la perforación de pozos, copias de los registros eléctricos y geofísicos, resultados de las pruebas, estudios y análisis que efectuados en los pozos y las interpretaciones de los mismos y cualquier otra información que sea necesaria para ejercer debidamente la supervisión y fiscalización del Estado.

Salvo las muestras y núcleos, el contratista entregará un original reproducible y dos copias, una de las cuales deberá ser en formato digital, de toda la información y/o datos que presente.

## Contrato de Administración y Producción Incremental en Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación

Establece una producción base para el área del contrato. Aplican regalías y participación en la producción como en el tipo de contrato anterior.

### Obligaciones del Contratista

- Desarrollo del área de explotación, conforme al Plan de Desarrollo
- Producción ininterrumpida de la producción base
- Exploración dentro del área de contrato y explotación de cualesquiera campos resultantes.
- Transporte, manejo de la producción desde los campos hasta los respectivos puntos de medición y /o punto de entrega.

Dentro del plazo de 3 años contados a partir de la fecha de inicio de operaciones, los contratistas estarán obligados a ejecutar en el área de explotación el programa mínimo denominado Obligación Mínima de Trabajo de Explotación, ofertado en la licitación.

A más tardar en el cuarto y hasta el sexto año, el Contratista se compromete a ejecutar en el área de exploración el programa mínimo denominado Obligación Mínima de Trabajos de Exploración.

Plan de Desarrollo  
A más tardar seis meses después de la fecha de vigencia

del contrato el contratista deberá presentar al Ministerio, para su aprobación, un Plan de Desarrollo. Este deberá incluir un plan de explotación que contemple las actividades de perforación de pozos de desarrollo, la rehabilitación, reactivación y/o desarrollo del área de explotación que se realizarán dentro del área de contrato durante cinco años (como mínimo).

Este plan deberá incluir un estimado de reservas probadas, probables y posibles de cada uno de los campos que conforman el área de explotación; estimado de los desembolsos operativos y capital para el período de operación; plan de contingencia ambiental; y un plan para la inspección periódica de todos los pozos inactivos en el área de explotación.

### Plan de Trabajo

A más tardar 30 días después de la aprobación del Plan de Desarrollo para el área de explotación, el contratista deberá entregar una propuesta de Programa de Trabajo y Presupuesto Anual. En cada año subsiguiente, el contratista deberá, con 90 días de anticipación, someter a aprobación el Programa de Trabajo y Presupuesto Anual para el año calendario inmediatamente siguiente.

### Plan de Exploración

Seis meses antes de comenzar la Obligación Mínima de Trabajos de Exploración (que para este contrato empieza en el cuarto año) el contratista deberá presentar el Programa

Anual de Exploración. La actividad de exploración propuesta deberá ser consistente con los estándares de la industria petrolera internacional y estar contemplada en la Obligación Mínima de Trabajos de Exploración.

## Contrato de Servicios Petroleros

El Ministerio podrá celebrar contratos de servicios petroleros con una o más personas individuales o jurídicas de reconocida capacidad técnica y financiera, para la realización de una o más operaciones petroleras específicas en caso fuera necesario.

El contratista se compromete ante el Estado, por pagos determinados en el contrato, a realizar los servicios específicos respecto a operaciones petroleras con el equipo, maquinaria y tecnología requeridos para ejecutar las operaciones objeto del contrato.

Tales contratos podrán referirse a la construcción, manejo u operación de cualquier instalación, equipo o plantas de todo tipo y a la ejecución de cualquier operación petrolera.

El Reglamento para la Celebración de Contratos de Servicios Petroleros con el Gobierno, Acuerdo Gubernativo 167-84, contiene los procedimientos de suscripción y licitación de este tipo de contratos.

## Permiso de Reconocimiento Superficial

Es un permiso especial para efectuar operaciones de reconocimiento superficial en cualquier parte del territorio nacional hasta por el plazo de un año, prorrogable por un período igual. El que recibe el permiso de reconocimiento superficial está obligado a entregar al Ministerio toda la información obtenida. Estos permisos no confieren exclusividad ni otorgan derecho alguno para explorar y explotar hidrocarburos.

### Procedimiento para Solicitarlo

La persona que solicite un permiso de reconocimiento superficial deberá presentar ante la Dirección General de Hidrocarburos la solicitud que contenga los requisitos estipulados en el artículo 22 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos.

Esta solicitud será estudiada por la Dirección de Hidrocarburos, quien le informará al Ministerio de su opinión acerca de otorgar o no el permiso. El Ministerio luego emitirá la resolución del permiso de reconocimiento superficial.

Una vez emitida la resolución de otorgamiento del permiso, la persona interesada debe efectuar el pago de la tasa administrativa que corresponda. Acreditado este extremo ante el Ministerio, la persona interesada publicará, a su costa, en el Diario de Centroamérica, la mencionada resolución. La fecha de publicación es la fecha de vigencia del permiso.

pagarán al Estado, con prioridad a la recuperación de cualquier costo, una regalía aplicada al volumen de la producción neta o al valor monetario de la misma.

Se establece para cada área de contrato, una regalía para el petróleo crudo basada en el promedio mensual de la gravedad API de la manera siguiente:

Si la gravedad API es igual a treinta grados, la regalía será de 20%.

El porcentaje indicado en el inciso anterior se incrementará o decrecerá en un 1% por cada grado API mayor o menor a los treinta grados API, respectivamente.

La regalía no será inferior al 5%.

**Participación en la Producción**

La escala de participación estatal en la producción mínima es la siguiente:

30% por la producción neta de 0 hasta 20,000 barriles. Después de aplicar el porcentaje correspondiente al intervalo anterior, el 35% por la producción neta que exceda los 20,000 y no sobrepase los 30,000 barriles.

Después de aplicar los porcentajes correspondientes a los dos intervalos anteriores, el 40% de la producción neta que exceda los 30,000 y no sobrepase los 40,000 barriles. Después de aplicar los porcentajes correspondientes a los tres intervalos anteriores, el 45% de la producción neta que exceda los 40,000 y no sobrepase los 50,000 barriles. Después de aplicar los

porcentajes correspondientes a los cuatro intervalos anteriores, el 50% de la producción neta que exceda los 50,000 y no sobrepase los 60,000 barriles. Después de aplicar los porcentajes correspondientes a los cinco intervalos anteriores, el 55% de la producción neta que exceda los 60,000 y no sobrepase los 70,000 barriles. Después de aplicar los porcentajes correspondientes a los seis intervalos anteriores, el 60% de la producción neta que exceda los 70,000 y no sobrepase los 80,000 barriles. Después de aplicar los porcentajes correspondientes a los siete intervalos anteriores, el 65% de la producción neta que exceda los 80,000 y no sobrepase los 90,000 barriles. Después de aplicar los porcentajes correspondientes a los dos intervalos anteriores, el 90% de la producción neta que exceda los 90,000 barriles.

**Costos Recuperables**

Son todos los desembolsos en costos de capital, exploración, explotación y desarrollo, gastos de operación atribuible al área de contrato y los gastos administrativos, donde reconvenga la recuperación de los mismos, los cuales se detallan en el artículo 219 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-92.

Los costos deberán ser contabilizados dentro del período correspondiente al programa aprobado por el Ministerio para ser considerados como tales. Cualquier otro gasto o costo ajeno a los detallados

en el artículo 219 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos no podrá ser recuperado por el contratista.

Sin perjuicio de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y el Contrato respectivo, el contratista podrá recobrar únicamente aquellos costos que hayan sido aprobados previamente en base a los programas de trabajo anuales, salvo las inversiones incurridas en casos de emergencia y que posteriormente sean justificadas y aprobadas por el Ministerio como costos recuperables.

En caso que el contratista, de conformidad con la Ley y el contrato respectivo, devuelva al Estado un área de explotación sin haber recobrado los costos recuperables aprobados y atribuibles a dicha área, el monto no recuperado se dividirá proporcionalmente en la forma indicado en el artículo 213 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, a efecto de que los recupere de la producción neta de otras áreas de explotación del área de contrato.

La recuperación de las inversiones o gastos incurridos en las operaciones petroleras derivadas de un contrato de exploración y/o explotación se hará solamente de la producción neta proveniente del área de explotación. En caso de que dicha producción no fuere suficiente para cubrir las mismas, el Estado no asumirá responsabilidad alguna.



# Procedimiento de Licitación



## Ronda de Licitación 2007

**Áreas Disponibles**

El tamaño de las áreas disponibles varía dependiendo de los contratos vigentes y las áreas protegidas circundantes.

Un área terrestre puede estar compuesta de hasta seis bloques de 50,000 hectáreas cada uno, para un máximo de 300,000 hectáreas.

Un área marítima puede estar compuesta de hasta seis bloques de 80,000 hectáreas cada uno, para un máximo de 480,000 hectáreas.

**Disposiciones Generales de los Contratos Petroleros**

Ninguna persona individual o jurídica podrá llevar a cabo operaciones petroleras, sino en virtud de un contrato de operaciones petroleras o permiso de reconocimiento superficial.

El Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minas, por medio de Acuerdo Gubernativo, emitirá los reglamentos respectivos de convocatoria para llevar a cabo operaciones petroleras mediante contratos. La suscripción del contrato se hará después de haberse realizado una convocatoria oficial.

El plazo de los contratos en ningún caso podrá exceder de 25 años.

**Garantías e Indemnización**

El contratista otorgará en la forma que establezca el

Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, fianza o garantía a favor del Estado para respaldar el cumplimiento de los trabajos comprometidos en el respectivo contrato, así como los daños y/o perjuicios que irroguen al Estado o a particulares y sus respectivos bienes, inclusive los derivados de la contaminación ambiental.

**Procedimiento de Licitación**

El Acuerdo Gubernativo que convoca para licitación de áreas para la exploración y explotación petrolera se publicará en el Diario de Centro América, dos periódicos de mayor circulación en la República y en uno de los medios de comunicación extranjero especializado en materia de hidrocarburos.

Una vez publicado la convocatoria a licitación para áreas de exploración y explotación petroleras, los interesados tendrán un período de dos meses para revisar la información disponible de cada área, hacer sus estudios de factibilidad y presentar la oferta.

Cada oferta se deberá presentar dentro de una plica, en cuya cubierta deberá estar escrito el nombre de él o los oferentes y la leyenda siguiente: "Oferta presentada ante el Ministerio de Energía y Minas de la República de Guatemala, para el área \_\_\_ dentro del período de recepción de ofertas del mes de \_\_\_\_ de 20\_\_."

Ningún oferente, en forma individual o conjunta, podrá participar en más de una oferta

para la misma área. Ninguna oferta podrá presentar alternativa.

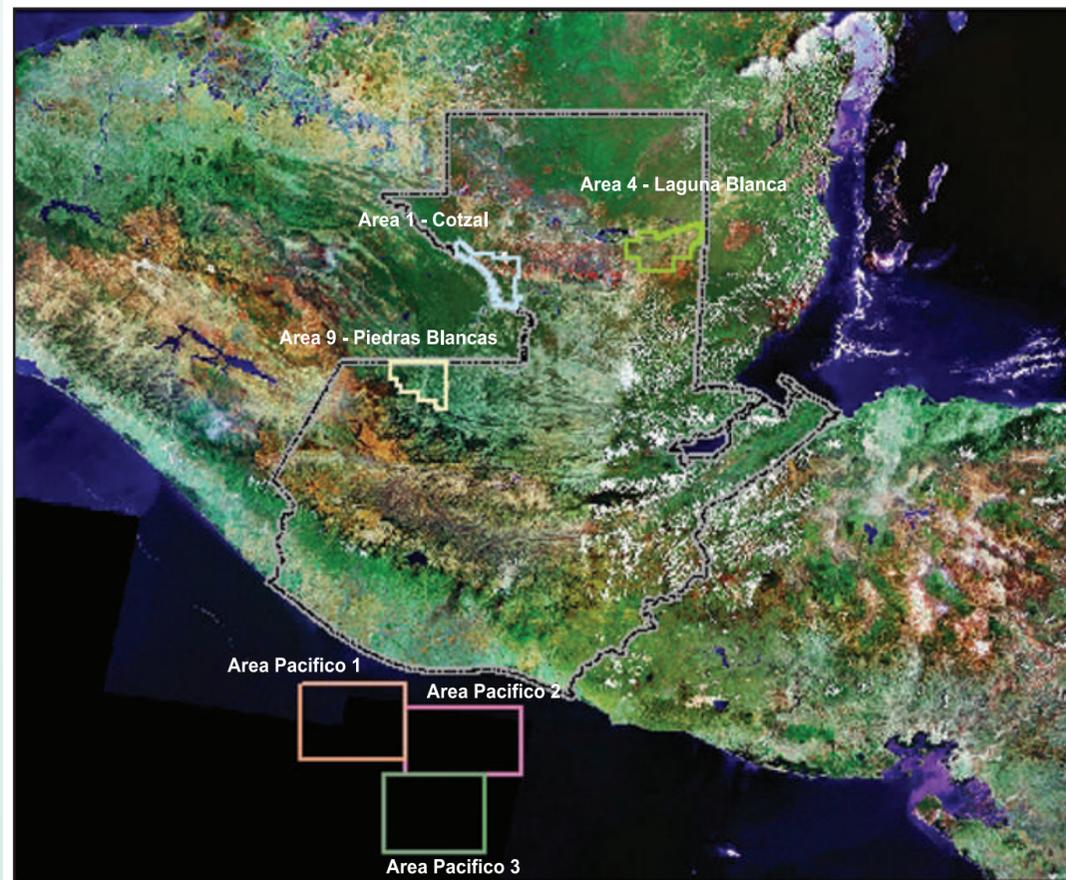
Las ofertas serán entregadas el día y la hora estipulados en el Acuerdo Gubernativo correspondiente. Serán recibidas por el Director General de Hidrocarburos. Cada oferta entregada recibirá una contraseña que contendrá el número según el orden de recepción, nombre del o de los oferentes, día, mes, año y hora de recepción y el sello de la Dirección General de Hidrocarburos.

El Comité de Calificación de ofertas luego procederá a abrir, rubricar y sellar todos los documentos originales y copias contenidos dentro de las plicas. Luego analizará la capacidad técnica, económica y financiera así como la experiencia del oferente u oferentes. Si fuera necesario, podrá requerir aclaraciones, datos e información adicional a los oferentes. Cuando haya terminado de evaluar las ofertas, informará al Ministerio su recomendación en cuanto a la empresa a quien adjudicarle el área.

El Ministerio resolverá aceptando la mejor oferta, adjudicando el área o áreas respectivas, o en su caso, rechazando las ofertas. Cada resolución de adjudicación fijará el plazo dentro del cual deberá suscribirse el contrato.

Dentro de diez días a partir de la suscripción del contrato, este se elevará a la Secretaría General de la Presidencia

**Áreas Disponibles para la Siguiete Ronda de Licitación**



solicitando su aprobación por el Presidente mediante Acuerdo Gubernativo en Consejo de Ministros.

Una vez aprobado el contrato, se publica en el Diario de Centroamérica. La fecha de publicación es la fecha de vigencia del contrato.

Publicado el Acuerdo Gubernativo que aprueba el contrato, el contratista presentará al Ministerio un ejemplar del Diario de Centroamérica en donde aparece dicho Acuerdo a efecto de que se realice su inscripción en el Registro Petrolero.

**Documentos Requeridos**

Se requiere como parte de la oferta la información y documentos descritos en los artículos 13, 14 y 15 del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 754-92.

**Capacidad Financiera**

Para apreciar objetivamente la capacidad financiera se presentará la información y documentos requeridos en el artículo 17 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-83.

**Capacidad Técnica**

Para apreciar objetivamente la capacidad técnica y la probada experiencia en la materia del contrato, se presentara lo requerido en el artículo 18 del

Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-83.

**Criterios de Calificación de la Oferta**

Se descalificará toda oferta que no cumpla con uno de los trabajos mínimos. A la máxima oferta razonable se le dará el máximo valor asignado al renglón correspondiente.

La calificación técnica de la oferta se hará sobre una escala de cien puntos. De los cien puntos posibles, treinta y cinco puntos se le otorgan a escala de participación en la producción propuesta, y sesenta y cinco puntos a los trabajos obligatorios y optativos (descritos en el apartado de Trabajos Mínimos del Acuerdo Gubernativo correspondiente), y la presentación del programa de trabajo correspondiente a la primera fase del contrato.

Se le adjudicará el área a la empresa cuyo punteo sea el más cercano a cien.

**Tasa por Presentación de oferta**

El monto de la tasa administrativa por presentación de cada oferta es de US \$25,000.00. Esta tasa se deberá pagar previamente a la presentación de la oferta, haciéndose efectivas mediante orden de pago extendida por el Departamento de Auditoría y Fiscalización, en la Tesorería del Ministerio de Energía y Minas

**Garantía de Sostenimiento**

La garantía que debe presentar el oferente para el sostenimiento de la oferta es el equivalente en quetzales de US \$100,000.00, que podrá ser mediante fianza otorgada por una compañía afianzadora o carta de crédito expedida por una institución bancaria a favor del Ministerio de Energía y Minas.

En caso de que el oferente retire su oferta, el Ministerio de Energía y Minas podrá ejecutar o hacer efectivas las garantías, según lo previsto en el artículo veintisiete (27) del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, sin necesidad de procedimiento judicial previo, mediante simple requerimiento escrito.

**Tasa de Suscripción de Contrato**

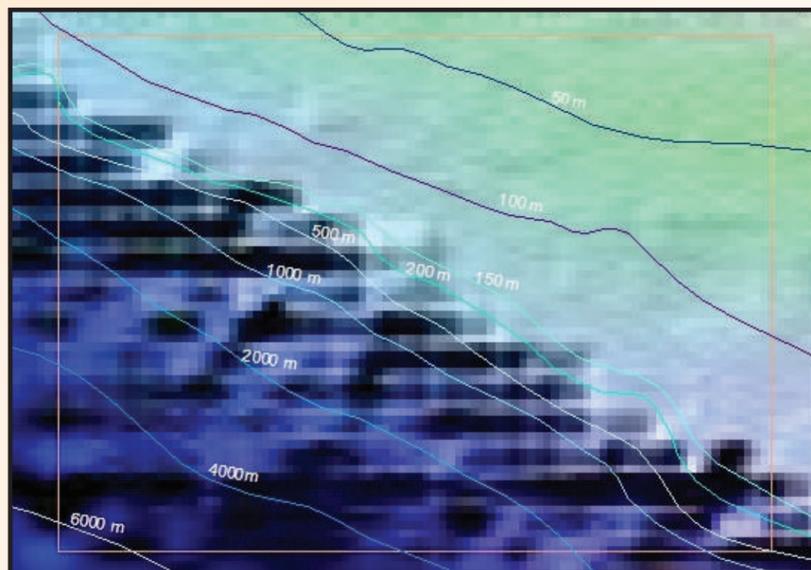
Previo a la suscripción del contrato, el adjudicatario debe hacer efectiva la suma de Q100,000.00, mas el equivalente de US \$0.25 por hectárea completa dentro del área de contrato.

El pago se hará efectivo en la Tesorería del Ministerio de Energía y Minas, mediante orden de pago extendida por el Departamento de Auditoría y Fiscalización.

**Regalías**

Los contratistas de operaciones petroleras de exploración y/o explotación

## Batimetría



### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Reprocesar y reinterpretar la sísmica existente en el área.
2. Adquirir, procesar e interpretar cien kilómetros de información sísmica en 2D.
3. Adquirir, procesar e interpretar trescientos cincuenta kilómetros cuadrados de información sísmica en 3D.
4. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil quinientos metros (3,500 mts.) o su equivalente en pies a partir del lecho marino.

### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Optativa del Contrato.

1. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil quinientos metros (3,500 mts.) o su equivalente en pies a partir del lecho marino cada año durante los años 4, 5 y 6 del contrato.



## Area Pacífico 1

### Infomación Técnica



## Ronda de Licitación

### Areas Marítimas



**Resumen**

El área Pacífico 1 está ubicada al sur de Guatemala, dentro de la Cuenca del Pacífico. El área es de 469,505 hectáreas dividida en 6 bloques. Entre 1969 y 1977 se adquirió aproximadamente 1,848 Km de sísmica, los cuales están disponibles en copias de papel sepia. El área también cuenta con un pozo, Petrel-1, perforado en 1972. En la actualidad está abandonado.

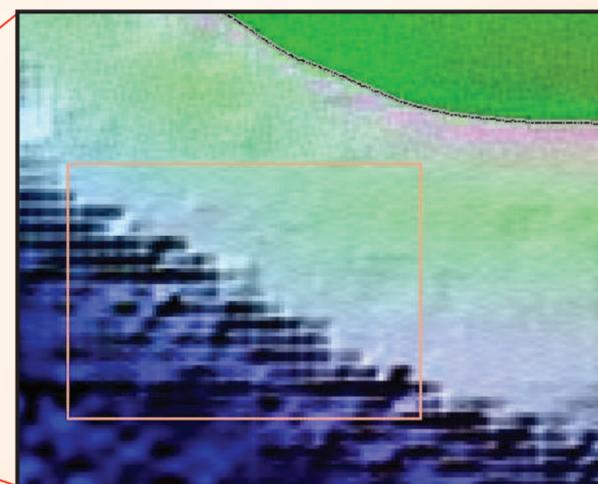
**Geología Petrolera**

Debido a la poca exploración que se ha llevado a cabo en la Cuenca del Pacífico, no se tiene información sobre posible roca madre, reservorios petroleros y los sellos que pudieran estar asociados a ellos.

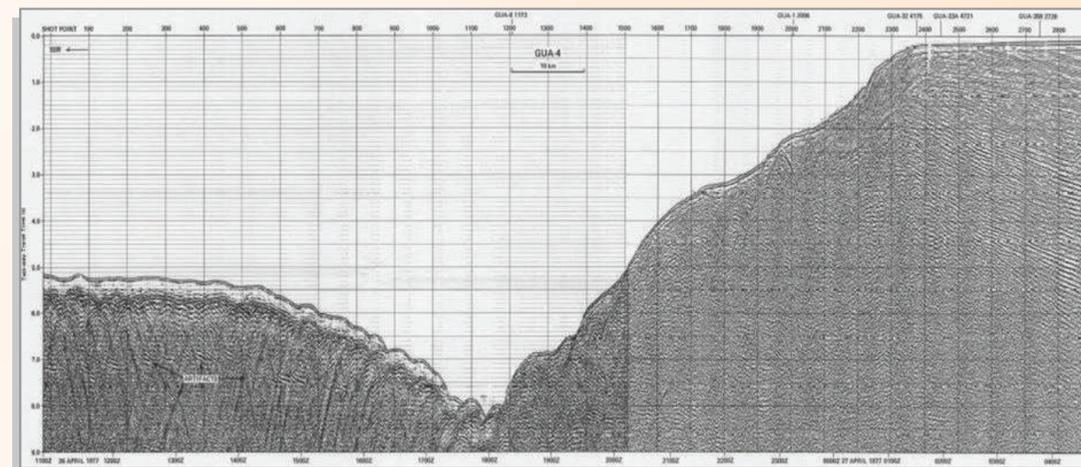
Trampas estructurales y estratigráficas se han determinado a partir de registros sísmicos y los pocos pozos que se han perforado en la cuenca.

En el talud continental hay muchas ocurrencias de hidrato de gas metano, evidenciado por varios pozos perforados por el DSDP en los viajes 67 (1979) y 84(1982). Además, en varias secciones sísmicas se pueden ver reflectores simuladores del fondo (BSR, o Bottom Simulating Reflectors) que son indicadores de la presencia de hidratos de metano.

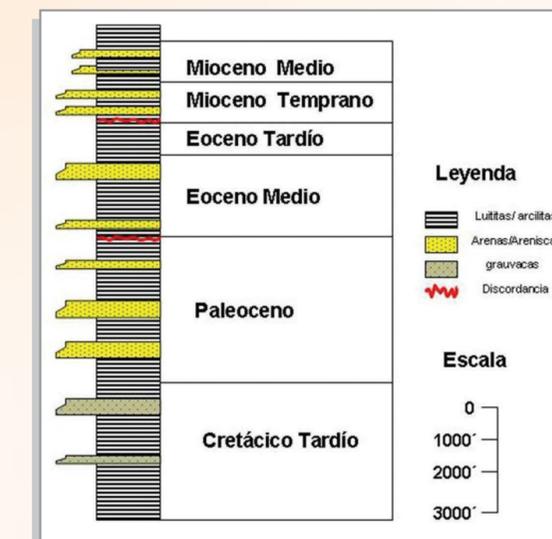
**Ubicación**



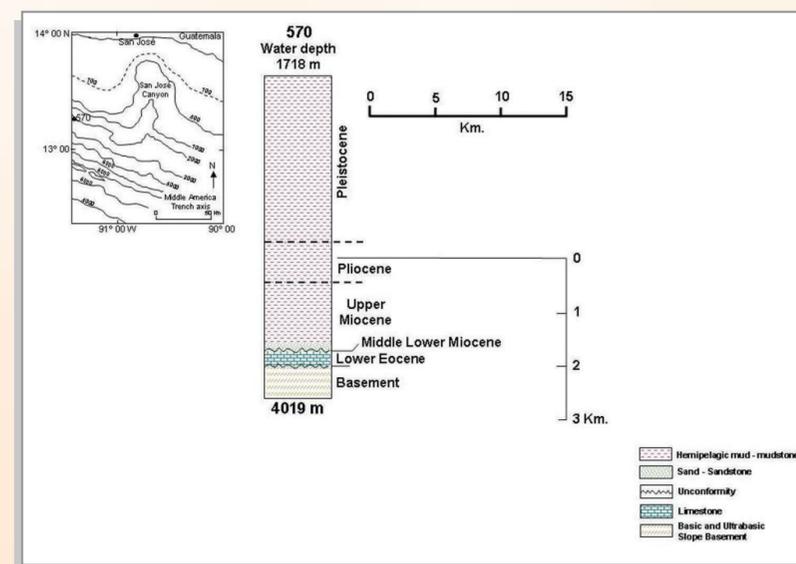
**Línea Sísmica**



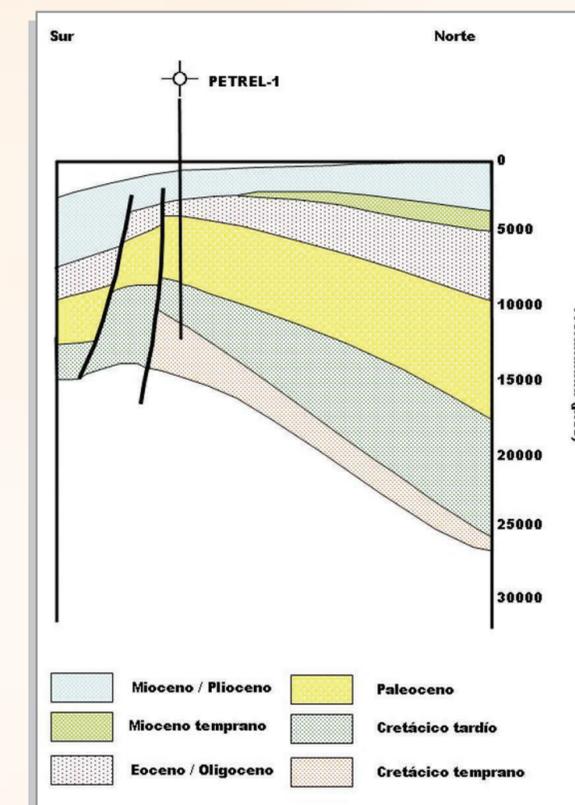
**Estatigrafía del pozo Petrel-1**



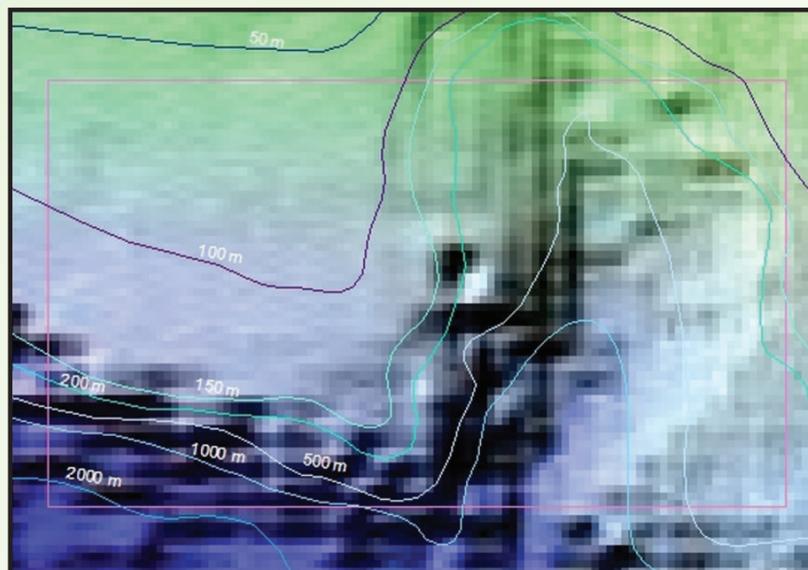
**Estatigrafía del pozo 570 del DSDP**



**Sección Estructural Esquemática**



## Batimetría (metros)



### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Reprocesar y reinterpretar la sísmica existente en el área.
2. Adquirir, procesar e interpretar cien kilómetros de información sísmica en 2D.
3. Adquirir, procesar e interpretar trescientos cincuenta kilómetros cuadrados de información sísmica en 3D.
4. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de dos mil setecientos cincuenta metros (2,750 mts.) o su equivalente en pies a partir del lecho marino.

### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Optativa del Contrato.

1. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de dos mil setecientos cincuenta metros (2,750 mts.) o su equivalente en pies a partir del lecho marino cada año durante los años 4, 5 y 6 del contrato.



## Area Pacífico 2

### Información Técnica



## Ronda de Licitación

### Áreas Marítimas



**Resumen**

El área Pacífico 2 está ubicada al sur de Guatemala, dentro de la Cuenca del Pacífico. El área es de 461,595 hectáreas dividida en 6 bloques. Entre 1969 y 1977 se adquirió aproximadamente 1,747 Km de sísmica, los cuales están disponibles en copias de papel sepia. Dentro del área no hay pozos perforados. El Cañón de San José se encuentra dentro del área, con el cual posiblemente se encuentren asociados reservorios turbidíticos.

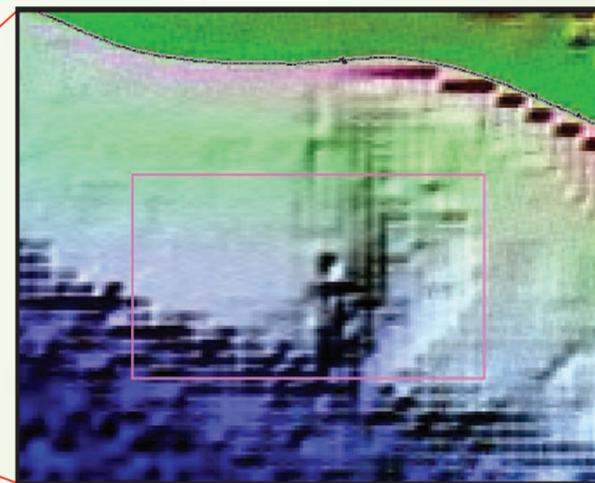
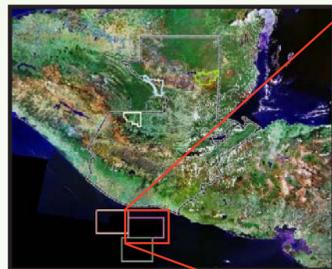
**Geología Petrolera**

Debido a la poca exploración que se ha llevado a cabo en la Cuenca del Pacífico, no se tiene información sobre posible roca madre, reservorios petroleros y los sellos que pudieran estar asociados a ellos.

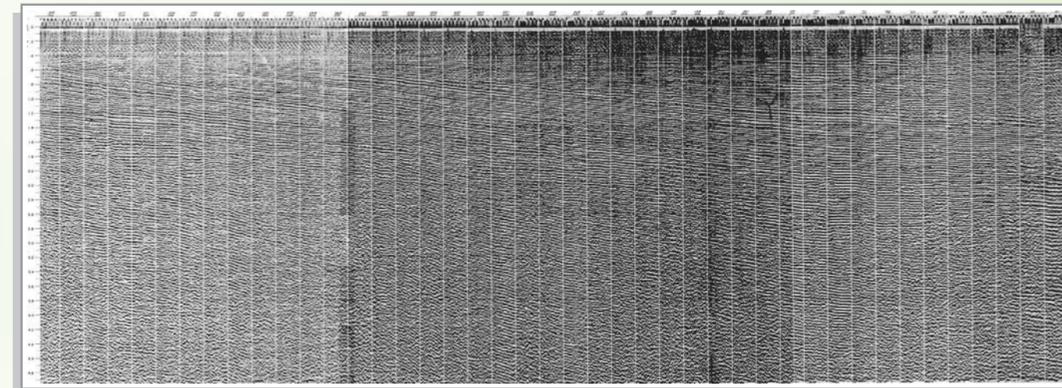
Trampas estructurales y estratigráficas se han determinado a partir de registros sísmicos y los pocos pozos que se han perforado en la cuenca.

En el talud continental hay muchas ocurrencias de hidrato de gas metano, evidenciado por varios pozos perforados por el DSDP en los viajes 67 (1979) y 84(1982). Además, en varias secciones sísmicas se pueden ver reflectores simuladores del fondo (BSR, o Bottom Simulating Reflectors) que son indicadores

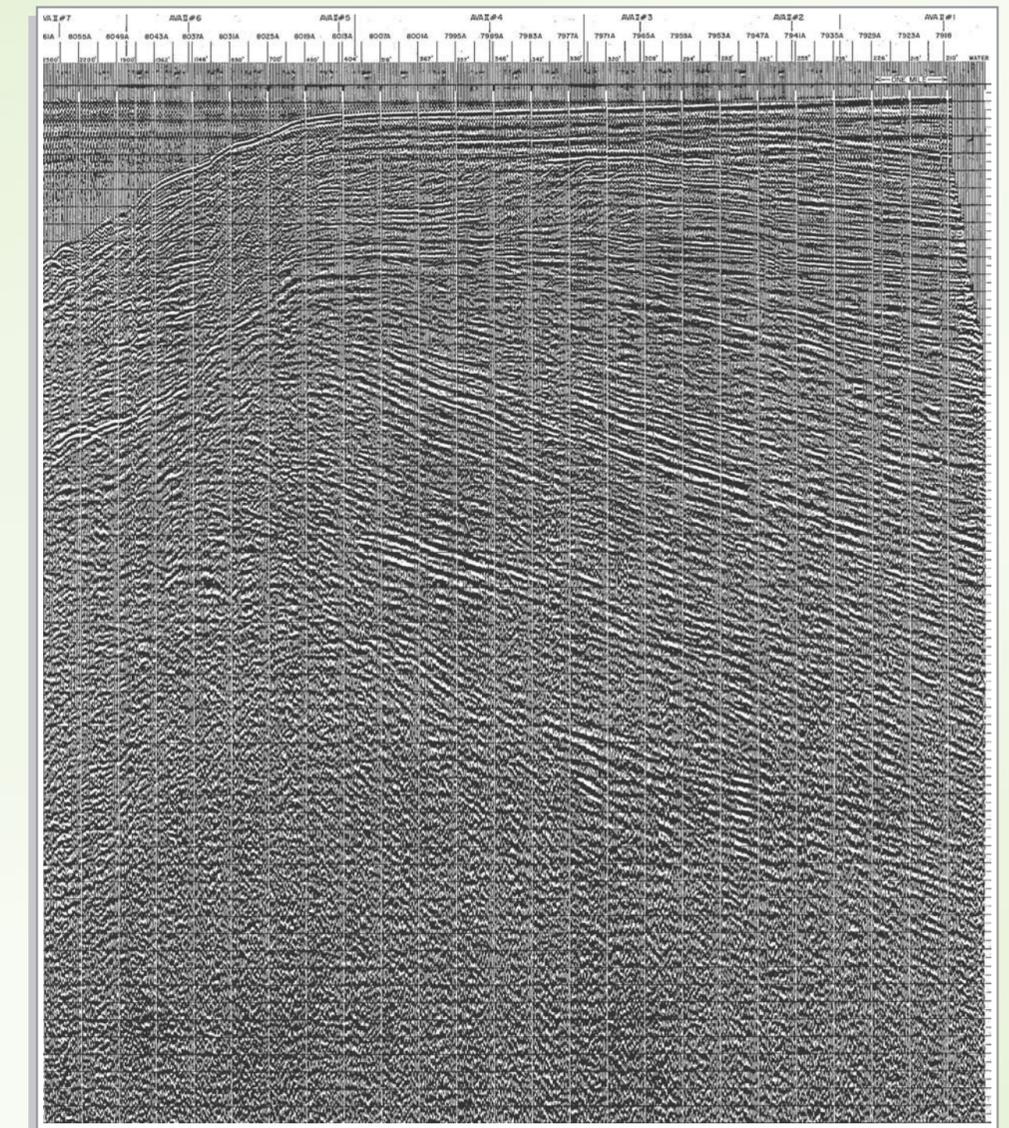
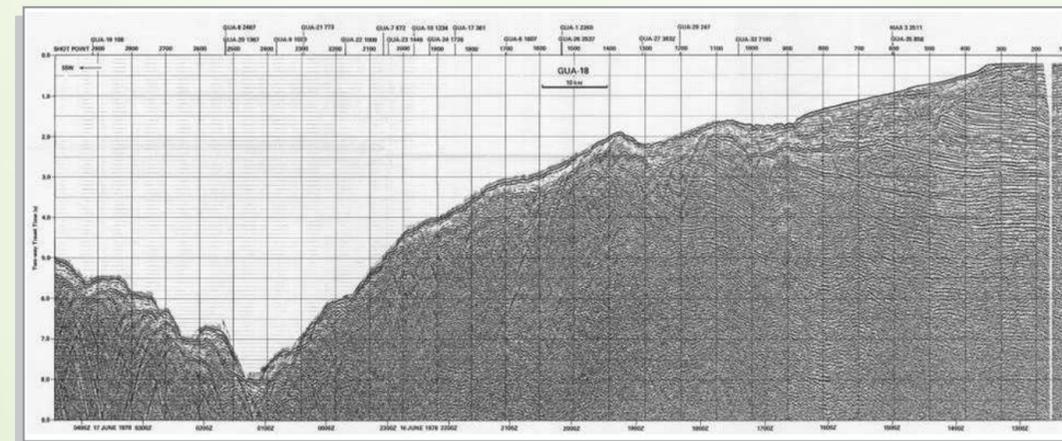
**Ubicación**



**Líneas Sísmicas**

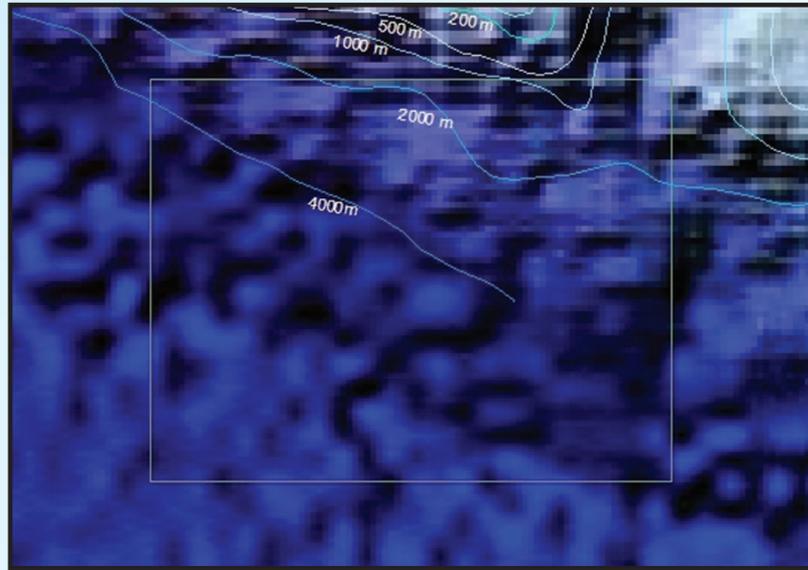


Linea 5, 1965



Linea 14, 1969

### Batimetría (metros)



### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Reprocesar y reinterpretar la sísmica existente en el área.
2. Adquirir, procesar e interpretar cien kilómetros de información sísmica en 2D.
3. Adquirir, procesar e interpretar trescientos cincuenta kilómetros cuadrados de información sísmica en 3D.
4. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil quinientos metros (3,500 mts.) o su equivalente en pies a partir del lecho marino.

### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Optativa del Contrato.

- 1 Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil quinientos metros (3,500 mts.) o su equivalente en pies a partir del lecho marino cada año durante los años 4, 5 y 6 del contrato.



## Area Pacífico 3

### Información Técnica



## Ronda de Licitación

### Áreas Marítimas

# MEM

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
REPUBLICA DE GUATEMALA

PBX: (502) 2477-0382 y (502) 2476-0680  
Diagonal 17, 29-78 zona 11, Las Charcas, Guatemala C. A.  
[www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt)

**Resumen**

El área Pacífico 3 está ubicada al sur de Guatemala, dentro de la Cuenca del Pacífico. El área es de 475,574 hectáreas dividida en 6 bloques. Entre 1969 y 1977 se adquirió aproximadamente 1,149 Km de sísmica, los cuales están disponibles en copias de papel sepia. Dentro del área se perforaron varios pozos como parte del Proyecto de Perforación de Mar Profundo (Deep Sea Drilling Project, o DSDP). No se ha perforado ningún pozo petrolero en el área hasta el momento.

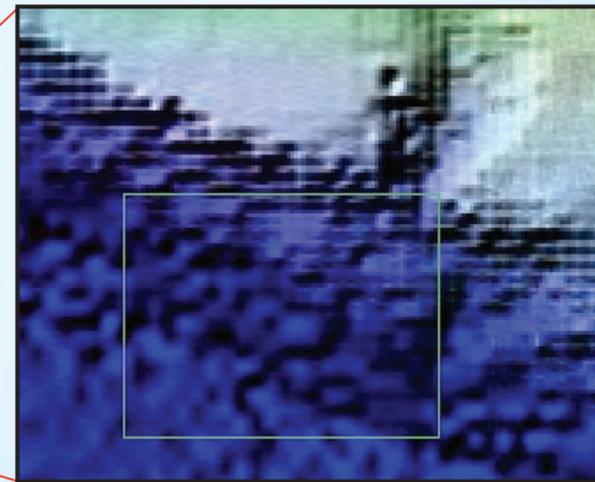
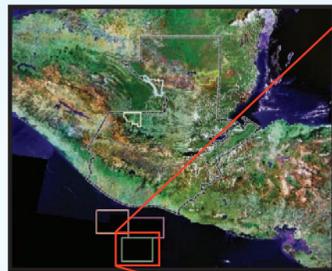
**Geología Petrolera**

Debido a la poca exploración que se ha llevado a cabo en la Cuenca del Pacífico, no se tiene información sobre posible roca madre, reservorios petroleros y los sellos que pudieran estar asociados a ellos.

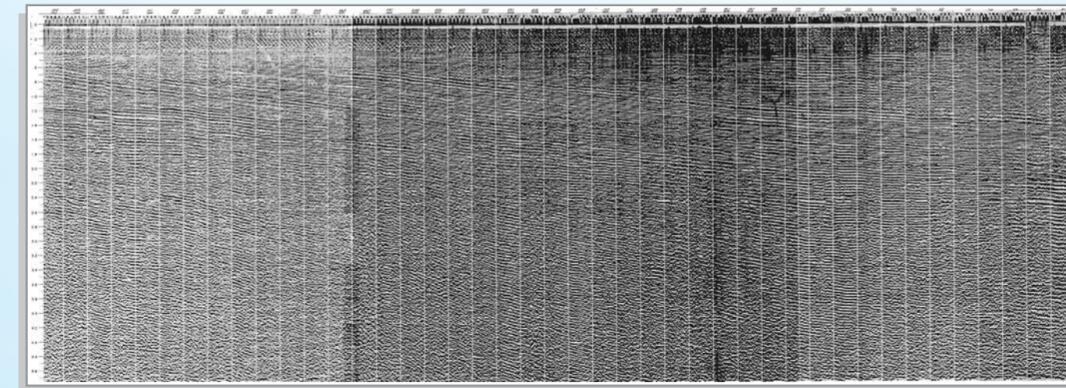
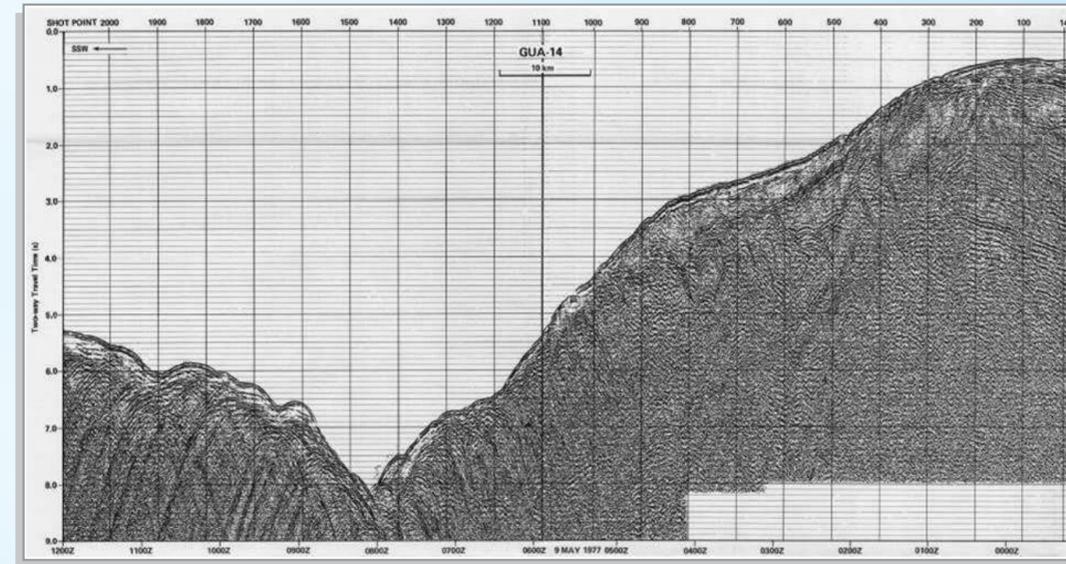
Trampas estructurales y estratigráficas se han determinado a partir de registros sísmicos y los pocos pozos que se han perforado en la cuenca.

En el talud continental hay muchas ocurrencias de hidrato de gas metano, evidenciado por varios pozos perforados por el DSDP en los viajes 67 (1979) y 84(1982). Además, en varias secciones sísmicas se pueden ver reflectores simuladores del fondo (BSR, o Bottom Simulating Reflectors) que son indicadores de la presencia de hidratos de metano.

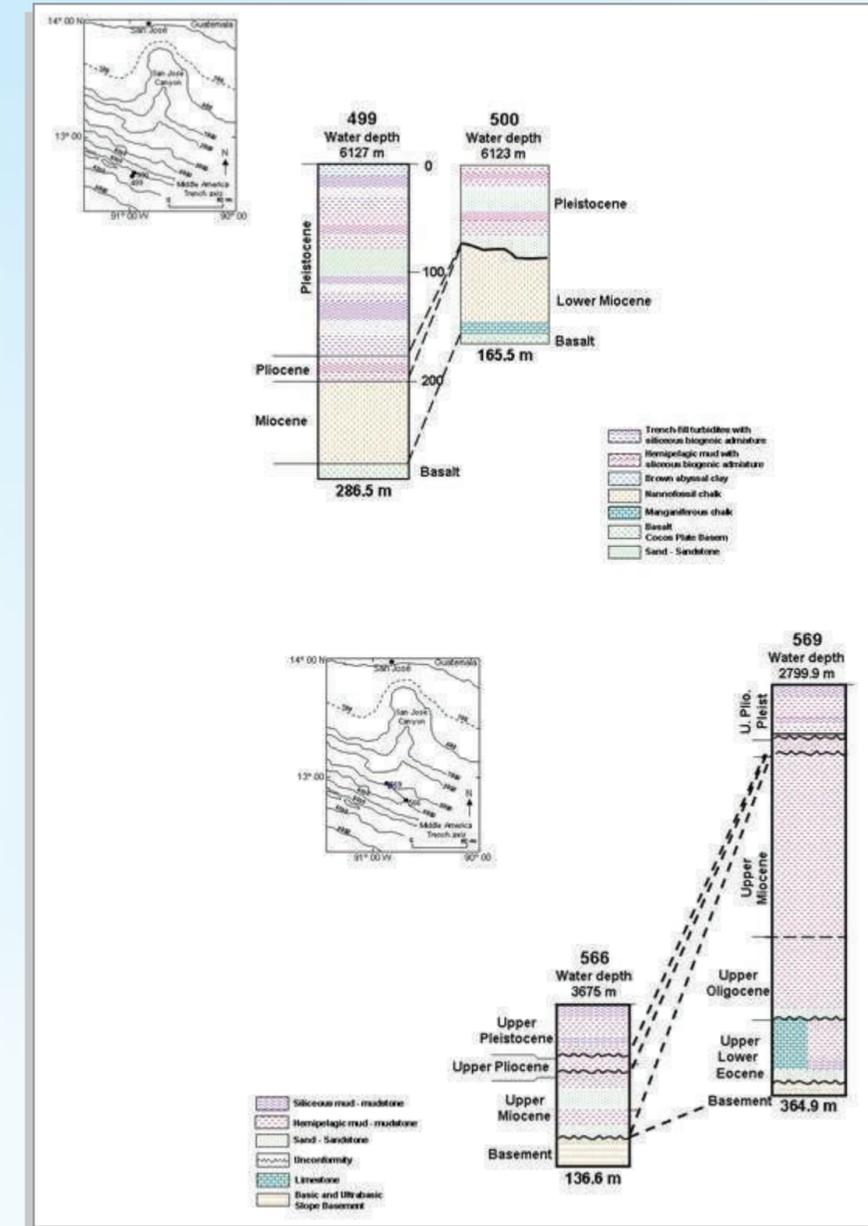
**Ubicación**



**Líneas Sísmicas**

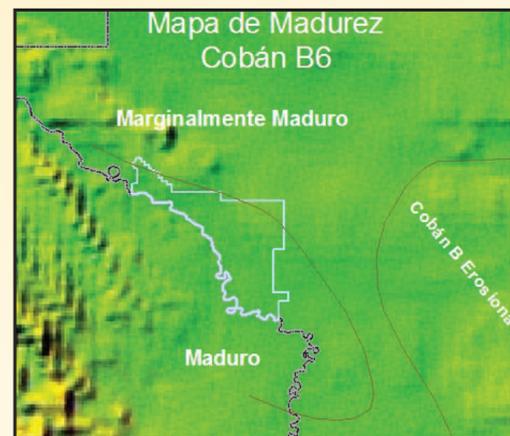


Linea 5, 1965



**Correlaciones Estratigráficas de los pozos del DSDP**

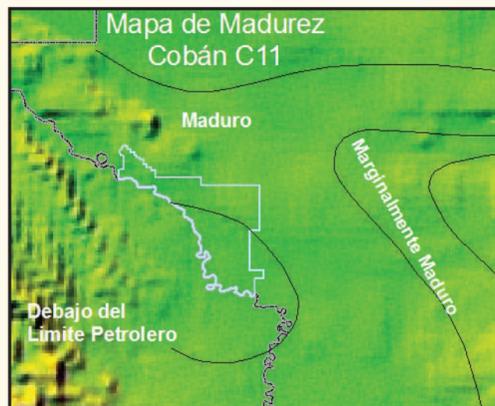
## Madurez de los Hidrocarburos



Modificado de Norconsuit 1989

### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Adquirir fotografías aéreas o satelitales que cubran el veinticinco por ciento (25%) del área para realizar una fotointerpretación de las estructuras.
2. Realizar un estudio de geología de superficie que cubra el veinticinco por ciento (25%) del área.
3. Reprocesar y re-interpretar la información sísmica existente en el área.
4. Adquirir, procesar e interpretar cien kilómetros (100 Kms.) de información sísmica en dos dimensiones (2D).
5. Adquirir, procesar e interpretar ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150 Kms<sup>2</sup>) de información sísmica en tres dimensiones (3D).
6. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil metros (3,000 mts.) o su equivalente en pies.



### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Optativa del Contrato.

1. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil metros (3,000 mts.) o su equivalente en pies cada año durante los años 4, 5 y 6 del contrato.



## Area 1 - Cotzal

### Información Técnica



## Ronda de Licitación

### Áreas Terrestres

**Resumen**

El área 1, o Cotzal, está ubicada en la región nor-occidental de Guatemala, dentro de la Cuenca Petén. El área es de 93,333.09 hectáreas dividida en 3 bloques. Se dispone de 280 Km. de sísmica 2D del área así como de los registros en papel del único pozo cercano al área el Cotzal -1. El área no cuenta con pozos perforados hasta el momento.

**Geología Petrolera**

**Roca Madre**

Por ser parte de la Cuenca Petén, las principales rocas madres corresponden a la Formación Coban (unidades Coban B y C). Las formaciones Cobán D y Todos Santos también son generadoras en México, aunque en Guatemala su potencial no ha sido estudiado aún.

**Reservorio**

Las unidades Cobán B y C han demostrado ser reservorio dentro de la Cuenca Petén. Son carbonatos (caliza y dolomía) naturalmente fracturados.

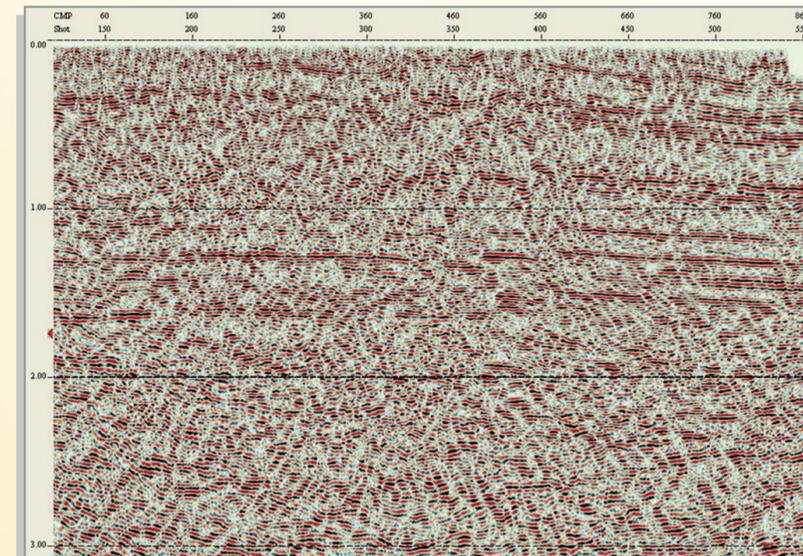
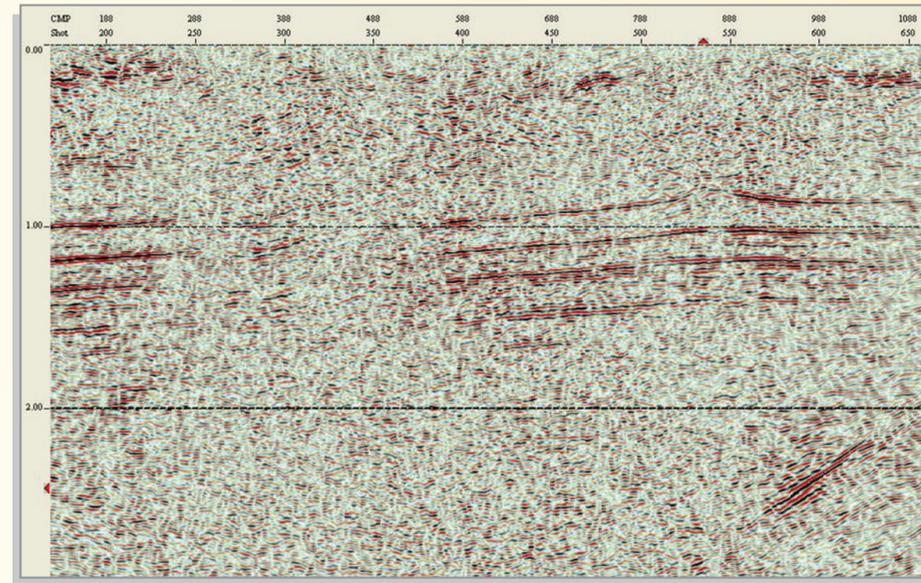
**Sellos**

Rocas evaporíticas (típicamente anhidritas) intercaladas con los carbonatos constituyen el sello en esta cuenca.

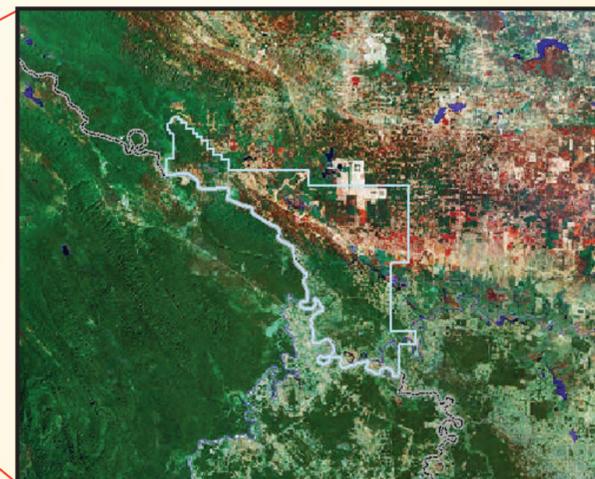
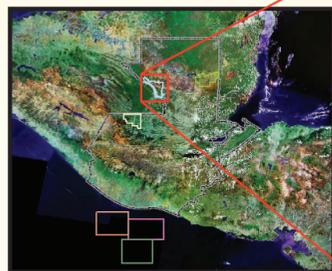
**Trampas**

Pliegues asociados a fallas de corrimiento y anticlinales son las trampas estructurales comunes en esta parte de la cuenca.

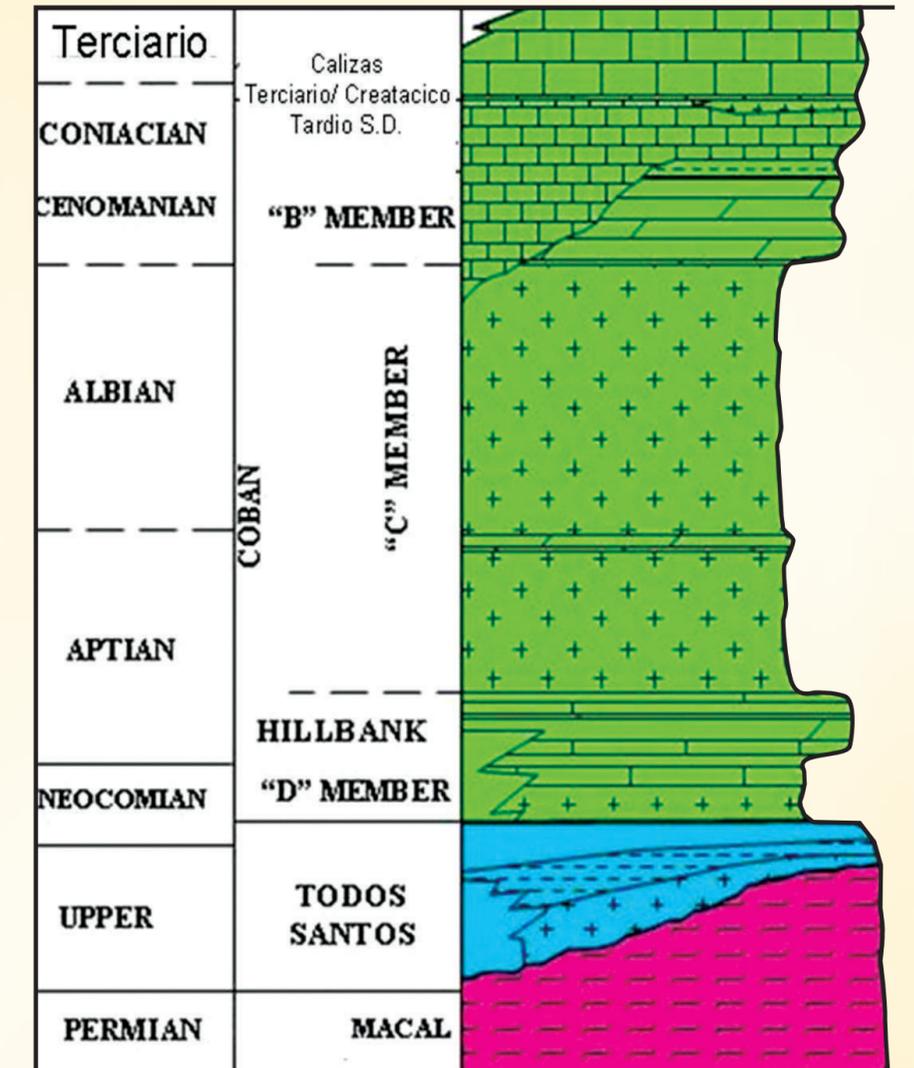
**Líneas Sísmicas**



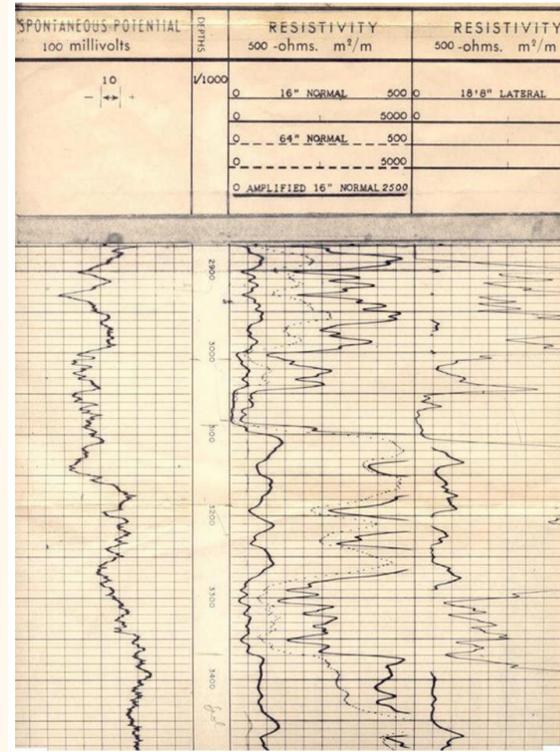
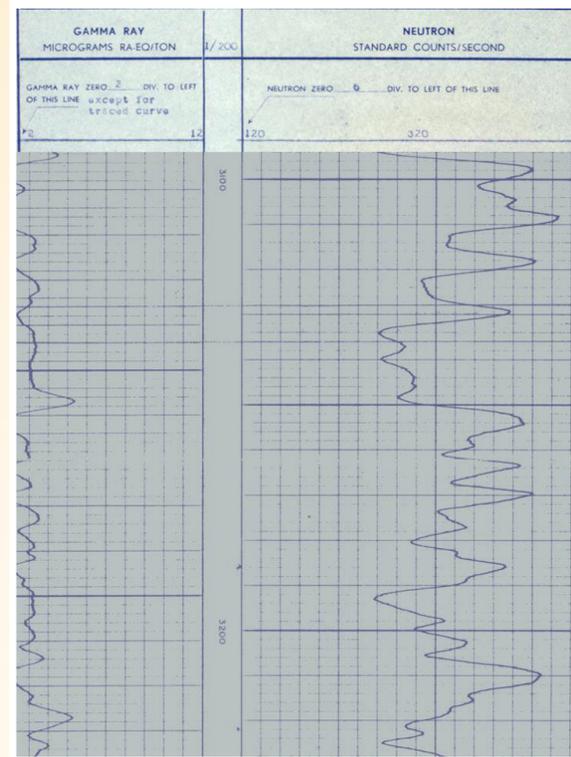
**Ubicación**



**Estatigrafía**



## Registros Eléctricos



### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Adquirir fotografías aéreas o satelitales que cubran el veinticinco por ciento (25%) del área para realizar una fotointerpretación de las estructuras.
2. Realizar un estudio de geología de superficie que cubra el veinticinco por ciento (25%) del área.
3. Adquirir, procesar e interpretar ciento cincuenta kilómetros (150 Kms.) de información sísmica en dos dimensiones (2D).
4. Adquirir, procesar e interpretar ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150 Kms<sup>2</sup>) de información sísmica en tres dimensiones (3D).
6. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de mil doscientos metros (1,200 mts.) o su equivalente en pies.

### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de mil doscientos metros (1,200 mts.) o su equivalente en pies cada año durante los años 4, 5 y 6 del contrato.



# Area 4 - Laguna Blanca

## Información Técnica



## Ronda de Licitación Areas Terrestres



PBX: (502) 2477-0382 y (502) 2476-0680  
 Diagonal 17, 29-78 zona 11, Las Charcas. Guatemala C. A.  
[www.mem.gob.gt](http://www.mem.gob.gt)

### Geología Petrolera

#### Roca Madre

Por ser parte de la Cuenca Petén, las principales rocas madres corresponden a la Formación Coban (unidades Coban B y C). Las formaciones Cobán D y Todos Santos también son generadoras en México, aunque en Guatemala su potencial no ha sido estudiado aún.

#### Reservorio

Las unidades Cobán B y C han demostrado ser reservorio dentro de la Cuenca Petén. Son carbonatos (caliza y dolomía) naturalmente fracturados. En la parte nor-oeste de la cuenca se produce de una facies

#### Sellos

Rocas evaporíticas (típicamente anhidritas) intercaladas con los carbonatos constituyen el sello en esta cuenca.

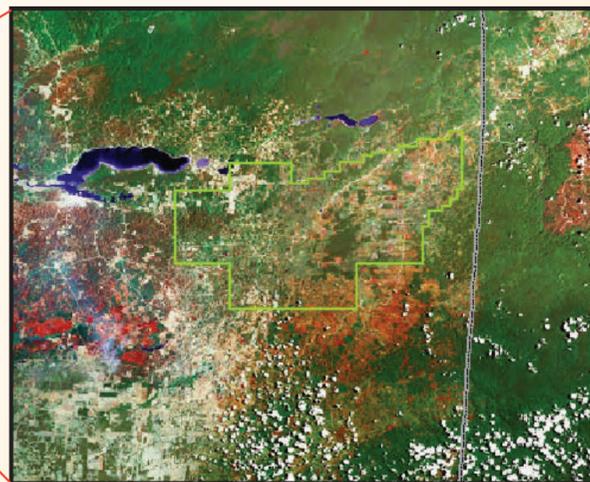
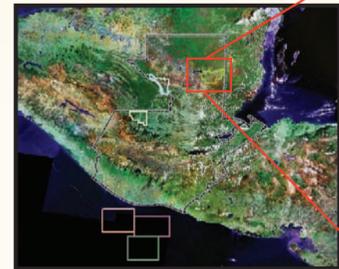
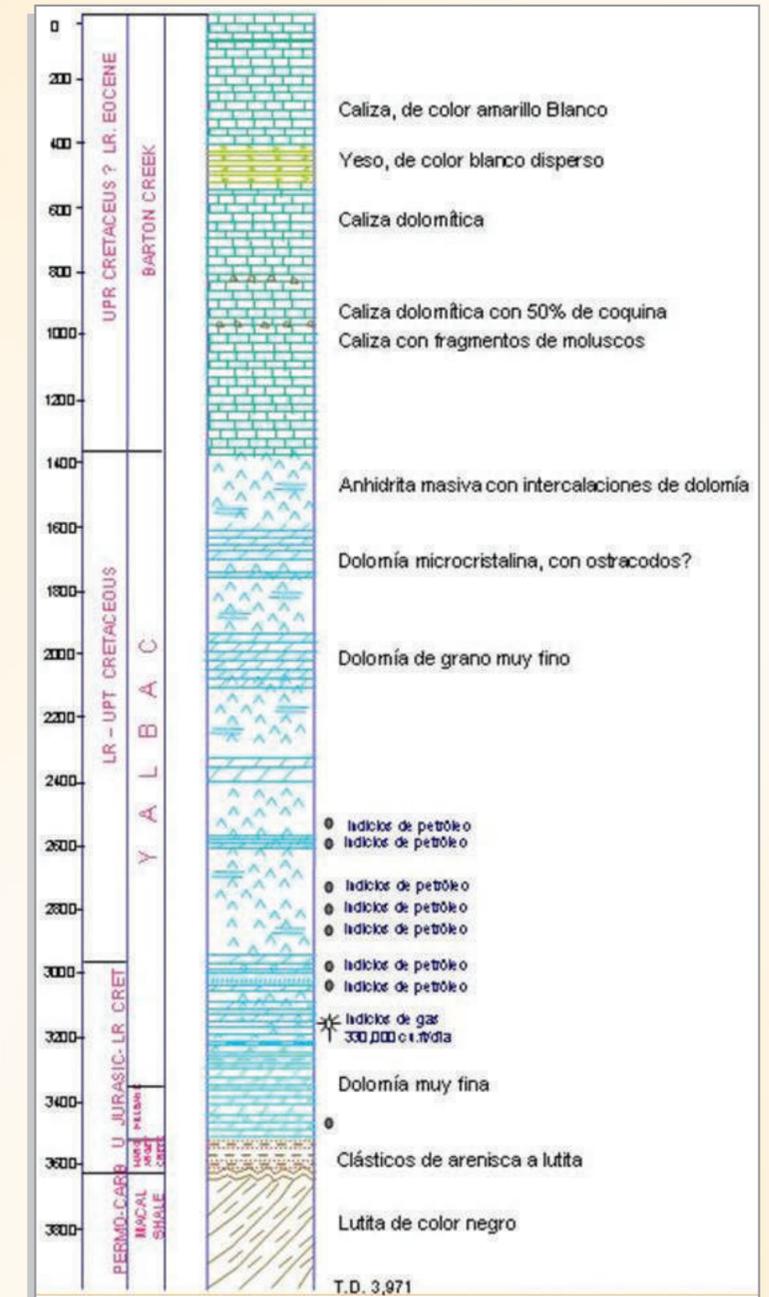
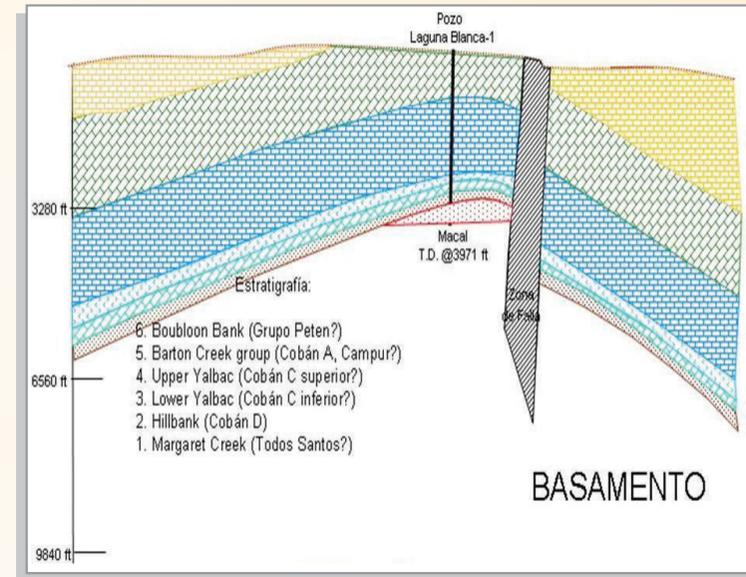
#### Trampas

Pliegues asociados a fallas de corrimiento y anticlinales son las trampas estructurales comunes en esta parte de la cuenca.

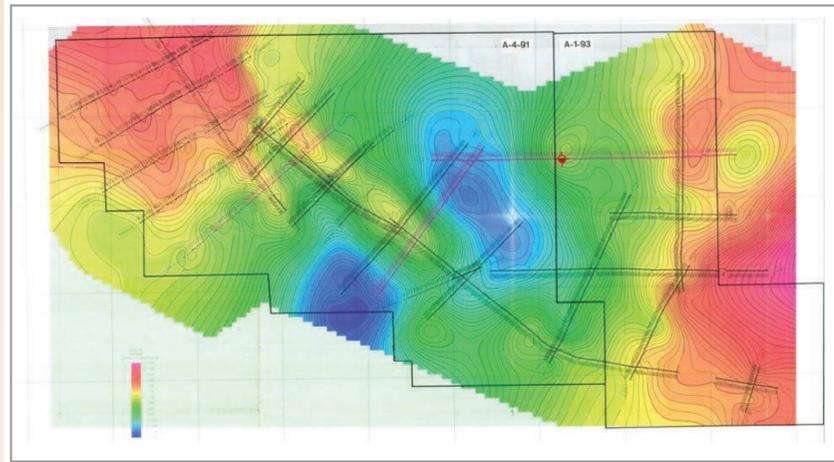
### Resumen

El área 4, o Laguna Blanca, está ubicada en la región nor-oriental de Guatemala, dentro de la Cuenca Petén. El área es de 126,649 hectáreas dividida en 3 bloques. Dentro del área hay una línea sísmica experimental, de la cual se dispone solamente los registros de campo (shot records). El pozo Laguna Blanca, en un DST de un día, produjo 330,000 pies cúbicos de gas del Cobán B. Fue taponado en 1959.

### Perfil Estructural



## Gravedad Bouguer



### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Obligatoria del Contrato.

1. Adquirir fotografías aéreas o satelitales que cubran el veinticinco por ciento (25%) del área para realizar una fotointerpretación de las estructuras.
2. Realizar un estudio de geología de superficie que cubra el veinticinco por ciento (25%) del área.
3. Reprocesar y reinterpretar la información sísmica existente en el área.
4. Adquirir, procesar e interpretar doscientos kilómetros cuadrados (200 Kms<sup>2</sup>) de información sísmica en tres dimensiones (3D).
5. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil quinientos metros (3,500 mts.) o su equivalente en pies.

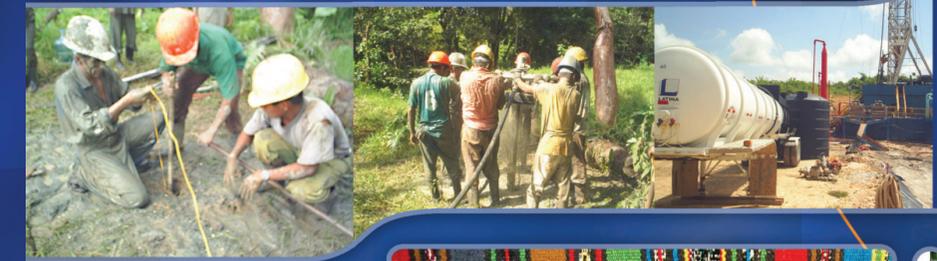
### Trabajos Mínimos Requeridos Durante la fase de Exploración Optativa del Contrato.

1. Perforar un pozo exploratorio a la profundidad de tres mil quinientos metros (3,500 mts.) o su equivalente en pies cada año durante los años 4, 5 y 6 del contrato.



# Area 9 - Piedras Blancas

## Información Técnica



## Ronda de Licitación Áreas Terrestres

**Resumen**

El área 9, o Piedras Blancas, está ubicada en la región occidental de Guatemala, dentro de la Cuenca Petén. El área es de 108,028 hectáreas dividida en 3 bloques. Se han adquirido aproximadamente 345 Km de sísmica, de los cuales 270 Km está disponible en papel y el resto (datos de campo) está en cintas magnéticas. El área también cuenta con un pozo, Piedras Blancas -1, perforado en 1997. En la actualidad está temporalmente cerrado.

**Geología Petrolera**

**Roca Madre**

Por ser parte de la Cuenca Petén, las principales rocas madres corresponden a la Formación Coban (unidades Coban B y C). Las formaciones Cobán D y Todos Santos también son generadoras en México, aunque en Guatemala su potencial no ha sido estudiado aún.

**Reservorio**

Las unidades Cobán B y C han demostrado ser reservorio dentro de la Cuenca Petén. Son carbonatos (caliza y dolomía) naturalmente fracturados.

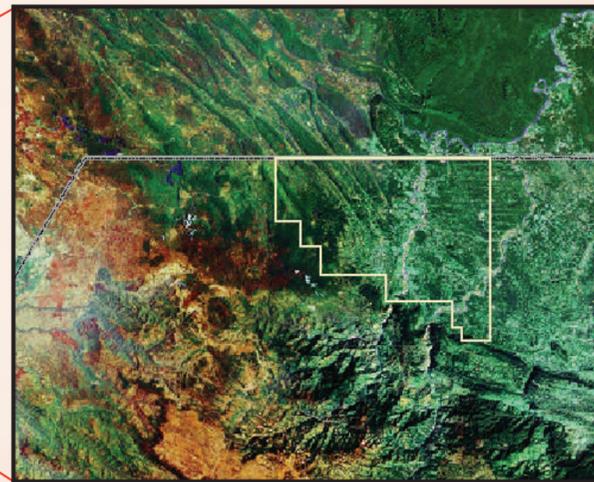
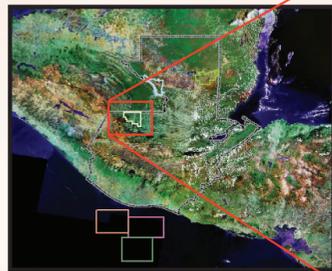
**Sellos**

Rocas evaporíticas (típicamente anhidritas) intercaladas con los carbonatos constituyen el sello en esta cuenca.

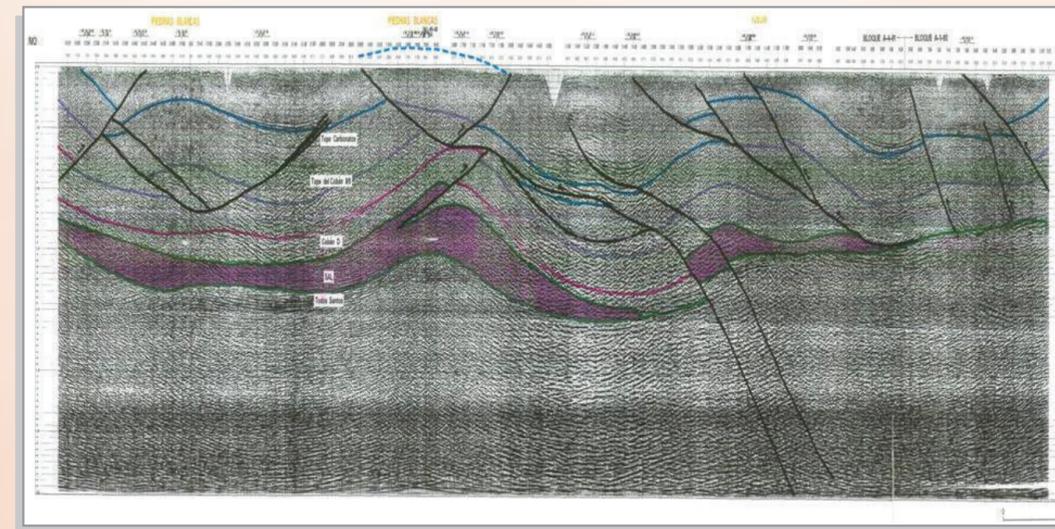
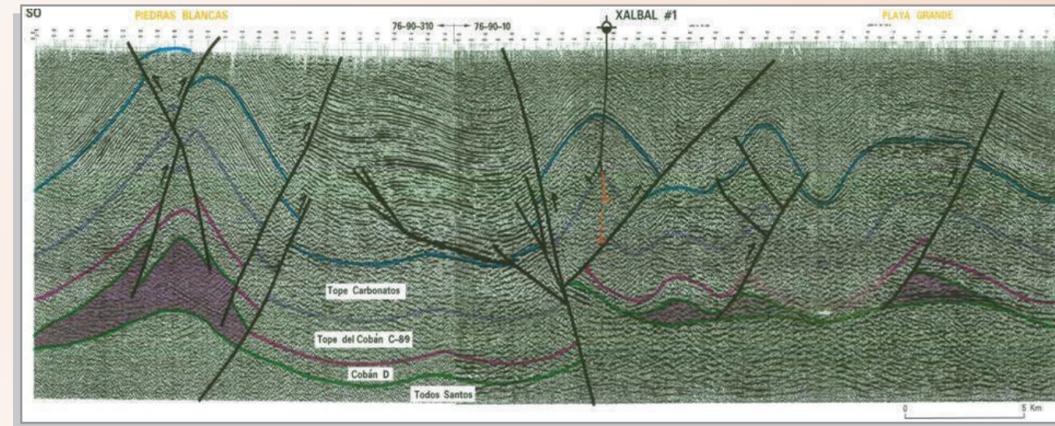
**Trampas**

Pliegues asociados a fallas de corrimiento y anticlinales son las trampas estructurales comunes en esta parte de la cuenca.

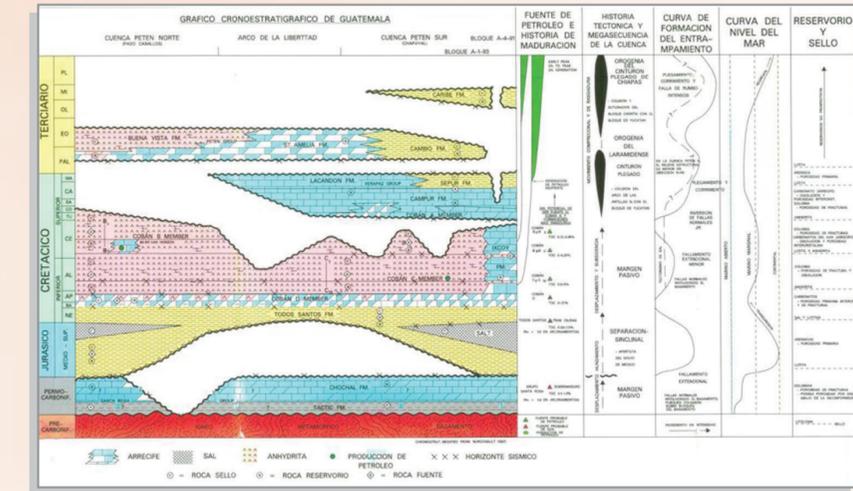
**Ubicación**



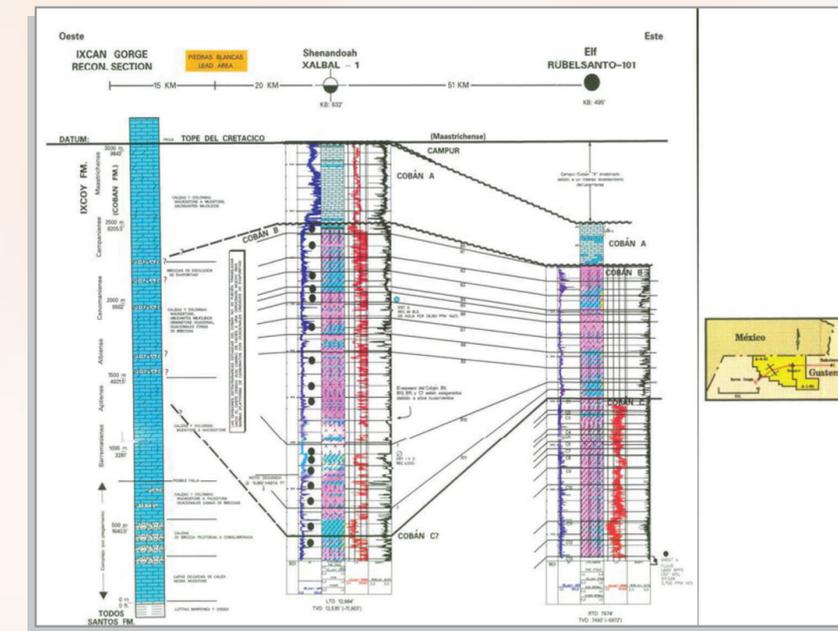
**Líneas Sísmicas**



**Cronoestratigrafía**



**Sección Estratigráfica**



>COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL, SANTA ANA, S.A.

Representante Legal: Lic. Eduardo Saravia Aguirre  
12 Calle 1-25 zona 10, Edif. Géminis 10  
Torre Norte 15o. nivel  
Teléfonos: 2279-1212 al 16 / 2279-1219.  
Fax: 2279-1221  
E-mail: esaravia@santaana.guate.com.gt

>INGENIO TRINIDAD

Representante Legal: Lic. Luís Alberto Recinos González  
13 calle 2-60 zona 10 edificio Topacio Azul  
Dirección Planta Generadora: Km. 72,  
Masagua Escuintla, Finca Belén

Centrales Geotérmicas

>ORTITLÁN

Gerente General y Rep. Legal: Ing. Ishay Horowitz  
Av. Reforma 7-62, zona 9, Edificio Aristos Reforma, oficina 310  
Teléfonos: 2362-8001 al 8  
Fax: 2362-4701

>ORZUNIL

Gerente General y Rep. Legal: Ing. Ishay Horowitz  
Av. Reforma 7-62, zona 9, Edificio Aristos Reforma, oficina 310  
Teléfonos: 2362-8001 al 8  
Fax: 2362-4701

SUBSERCTOR HIDROCARBUROS

>GREMIAL DE ENERGÍA E HIDROCARBUROS

Presidente: Juan Angel Díaz  
4a. Av. 17-37 zona 14 Apto. 7  
Teléfono: 2366-0750

>ASOCIACIÓN GUATEMALTECA DE EXPENDEDORES DE GASOLINA – AGEG

Edificio Torre Profesional II, Nivel 7 Oficina 701, Centro Comercial Zona 4  
Presidente: Rudy Mérida Fernández  
Teléfonos: 2338-0013 / 2335-2352

>PERENCO GUATEMALA LIMITED

Gerente General, Ing. Arthur Fauterou  
5av. 5-55 zona 14, torre 4 Nivel 12 Edificio Euro Plaza  
Tel.: 2384-6100

>ESSO STANDARD OIL, S.A. LIMITED

Gerente Gral.: Luis Enrique Vega  
Avenida Petapa 19-11, zona 12  
Teléfono: PBX 2473-2076 / 2473-2077

>SHELL GUATEMALA, S.A.

2a. calle 8-01, zona 14, Edificio Las Conchas  
Gerente Gral.: Juan Angel Díaz  
Teléfono: 2285-1400

>CHEVRON GUATEMALA, INC.

Avenida Petapa 23-01, zona 12  
Gerente de Distrito: Mario Estuardo Castellano  
Teléfono: PBX 2410-8500

>PUMA ENERGY GUATEMALA, S.A.

5a. Av. 5-55, zona 14, Edificio Europlaza Torre II, Nivel 9, Oficina 903  
Gerente Gral.: Luis Alfredo Alejos Ávila  
Teléfono: PBX 2338-9000

>BLUE OIL, S.A.

15 Av. 17-40, zona 13, Edificio Tetra Center, Nivel 7  
Gerente Gral.: Felipe del Real  
Teléfono: 2327-2100

>GRUPO ZETA GAS NACIONAL

Km. 19 Carretera al Pacífico Villa Nueva  
Gerente Gral.: Sergio Cervantes  
Representante Legal: Aura Toledo  
Teléfonos: 6631-2101 al 08

>ZETA GAS DE CENTROAMERICA

Km. 97.3 Carretera a Puerto Quetzal  
Gerente Gral.: Sergio Cervantes  
Representante Legal: Antonio Armenta  
Teléfonos: 7884-3055 al 58

>GRUPO TOMZA

Tropigas de Guatemala  
Km. 14.5 Carretera a San Miguel Petapa  
Director Gral.: Federico Godoy M.  
Representante Legal: Victor Palencia  
Teléfonos: 6635-9700 al 02

>GAS METROPOLITANO

Km. 14.5 Carretera a San Miguel Petapa  
Director Gral.: Federico Godoy M.  
Representante Legal: Sergio Girón  
Teléfonos: 6635-9700 al 02

>EMPRESA GUATEMALTECA IMPORTADORA Y EXPORTADORA DE GAS, S.A. - GUATEGAS

Km. 14.5 Carretera a San Miguel Petapa  
Director Gral.: Federico Godoy M.  
Representante Legal: José Sandoval  
Teléfonos: 6635-9700 al 02

>DAGAS

Avenida Petapa 53-01, zona 12  
Gerente Gral.: Erick Porras  
Teléfonos: 2363-1414 / 2363-2364



# Directorio Sector Energético



## DIRECTORIO Sector Público y Privado

### >MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DESPACHO SUPERIOR

Ministra de Energía y Minas:  
Licda. Carmen Urizar Hernández de Rodríguez  
Viceministro de Energía y Minas:  
Ing. Jorge Antonio García Chiú  
Diagonal 17, 29-78, zona 11  
Teléfonos: 2477-0382 / 2477-0901 / 2477-0902 / 2477-0903.  
Página Web: www.mem.gob.gt

### DIRECCIONES GENERALES

>DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA  
Director General: Ing. Víctor Hugo Araujo  
24 calle 21-12, zona 12  
Teléfonos: 2477-0746 / 2477-0747  
E-mail: diredge@mem.gob.gt

### >DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

Director General: Ingeniero Jorge Silva Guillén  
Diagonal 17, 29-78, zona 11  
Teléfonos: 2477-0382 / 2477-0901 / 2477-0902 / 2477-0903.  
E-mail: direhidro@mem.gob.gt

### >DIRECCIÓN GENERAL ADMINISTRATIVA

Director General: Lic. Guillermo Serrano Vives  
Diagonal 17, 29-78, zona 11  
Teléfonos: 2477-0382 / 2477-0901 / 2477-0902 / 2477-0903.

### >DIRECCIÓN GENERAL DE MINERÍA

Director General: Dr. Alfredo Gálvez Sinibaldi  
Diagonal 17, 29-78, zona 11  
Teléfonos: 2477-0382 / 2477-0901 / 2477-0902 Fax: 2476-2044  
E-mail: direminer@mem.gob.gt

### >MINISTERIO DE AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

Ministro: Lic. Juan Mario Dary  
20 calle 28-58 zona 10  
Teléfonos: 2423-0500  
Página Web: www.marn.gob.gt  
e-mail: rpublicas@marn.gob.gt

### >ASOCIACIÓN DE GENERADORES CON RECURSOS RENOVABLES -AGER-

Director Ejecutivo: Ing. Crishian Escobar  
Ruta 6 9-21 zona 4  
Edificio Cámara de Industria de Guatemala 6to nivel.  
Teléfonos: 2334-4848 Ext. 123  
E-mail: ager@ager.org.gt  
www.ager.org.gt

### >COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Presidente: Ing. Carlos Colom B.  
Directores: Ing. Cesar Fernández  
Ing. Enrique Moller Hernández  
4a. Av. 15-70, zona 10, Edificio Paladium  
Nivel 12  
Teléfonos: 2366-4218. Fax: 2366-4202  
E-mail: cnee@cnee.gob.gt  
Página Web: www.cnee.gob.gt

### >ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Gerente General: Ing. Luis Herrera Gálvez  
Diagonal 6, 10-65, zona 10 Centro Gerencial  
Las Margaritas  
Torre I, Nivel 15  
Teléfonos: 2332-7901 / 02 / 09. Fax: 2331-7148  
E-mail: amm@amm.org.gt  
Página Web: www.amm.org.gt

### >EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S. A. -EEGSA-

Gerente General Ing. Luis Matté 6av. 8-14, zona 1.  
PBX: 2420-4000  
Página Web: www.eegsa.com.gt

### > UNION FENOSA

- Presidente Ing. Carlos Fernández  
- Gerente General Ing. Aldo García  
10 av. 14-14 zona 14  
Teléfono PBX: 2367-9300  
Página Web: www.unionfenosa.com

### > ASOCIACION NACIONAL DE GENERADORES

-Gerente General Ing. Horacio Fernández  
15 calle 3-20 zona 10, Edificio Centro Ejecutivo,  
Of. 608  
Tel.: 2333-4955  
Página Web: www.ang.com

### >INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN, -INDE-

Gerente General: Marinus Arie Boer Johannesen  
7a. Avenida 2-29, zona 9  
PBX: 2422-1800, 2422-1920, 2422-2040,  
2422-2160  
E-mail: gerencia.general@inde.gob.gt  
Página Web: www.inde.gob.gt

### >OFICINA DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

Coordinador: Ing. Raúl Castañeda  
Edificio del Ministerio de Ambiente y Recursos  
Naturales  
calle 28-58 zona 10  
Teléfonos: 2423-0500  
E-mail: ondl@marn.gob.gt  
Página Web: www.marn.gob.gt

### >DUKE ENERGY INTERNATIONAL

5a. Av. 5-55, Edificio Europlaza, Torre III Nivel  
12  
Presidente: Ing. Julio Torres  
Teléfonos: PBX 23277400 / 2285-9000

### >PUERTO QUETZAL POWER, LLC

6a. Av. 1-36, zona 14, Edificio Los Arcos, Nivel  
4, Oficina 1014  
Gerente Gral.: José Alfredo Sarmiento C.  
Teléfono: PBX 2229-8400

## Centrales Hidroeléctricas

### >CHIXOY, AGUACAPA, JURUN MARINALA, LOS ESCLAVOS, SANTA MARIA, EL PORVENIR, CHICHAIC, EL SALTO, PALIN Y SAN LUIS

Instituto Nacional de Electrificación -INDE-  
Oficinas Centrales: 7a Av. 2-29 zona 9  
Edificio La Torre.  
Teléfonos: 2422-1800  
E-mail: gerenciaegee@inde.gob.gt  
Página Web: www.inde.gob.gt

### >CHIXOY, AGUACAPA, JURUN MARINALA, LOS ESCLAVOS, SANTA MARIA, EL PORVENIR, CHICHAIC, EL SALTO, PALIN Y SAN LUIS

Instituto Nacional de Electrificación -INDE-  
Oficinas Centrales: 7a Av. 2-29 zona 9  
Edificio La Torre.  
Teléfonos: 2422-1800  
E-mail: gerenciaegee@inde.gob.gt  
Página Web: www.inde.gob.gt

### >RÍO BOBOS Y EL CAPULÍN

Representante Legal: Ing. Martín Minondo  
Gerente General: Lic. Julio Godoy Anleu  
41 Calle 6-27 zona 8  
Teléfono: 2421-0400  
E-mail: loretta@fabrigas.com  
fabrigasgt@fabrigas.com  
Página Web: www.fabrigas.com

### >RENACE

Representante Legal: Ing. Fernando Arimany  
Ave. Reforma 7-62 zona 9, Edif. Aristos  
Reforma, Ofic. 801  
Teléfonos: 2332-9850 / 2361-4966 / 2361-5292  
Fax: 2362-2304 / 2332-9840  
E-mail: renace@gua.net

## Centrales Cogeneradoras (Ingenios Azucareros)

### >INGENIO LA UNIÓN.

Representante Legal: Lic. Mario Estrada  
Avenida La Reforma 15-54, Zona 9  
Edificio Reforma Obelisco Oficina 1402  
PBX: 2361-0008  
Página Web: www.launion.com.gt

### >INGENIO MADRE TIERRA

Representante Legal: Lic. Julio Asensio Aguirre  
7a. Avenida 6-53 Zona 4, 4o nivel Edificio  
El Triángulo.  
Teléfonos: 2334-2055 / 334-2056  
Dirección Planta Generadora: Km 94.5 Santa  
Lucía Cotzumalguapa, Escuintla.  
E-mail: madretierra@intelnet.com

### >INGENIO MAGDALENA

Representante Legal: Lic. Luis Fernando Leal  
Toledo  
22 Ave 11-00 zona 15 Vista Hermosa III,  
Edificio Jacarandas  
Teléfonos: 2364-0850  
Dirección Planta Generadora: Km 99.1, a 6  
km del entronque al Parcelamiento Los  
Ángeles, La Democracia, Escuintla.  
Teléfonos: 7880-3537 / 38 / 39 / 40  
E-mail: imsa@imsa.com.gt

### >INGENIO PANTALEÓN E INGENIO CONCEPCIÓN

Representante Legal: Lic. Roger Anthony  
Dubiel  
Diagonal 6, 10-31, zona 10  
Teléfonos: 2332-1211  
E-mail: rdubiel@pantaleon.com

### >SAN ISIDRO, CHILASCÓ, HIDROCANADÁ Y MONTECRISTO

Gerente General y Rep. legal: Ing. Juan Carlos  
Méndez  
Diagonal 6, 10-65 zona 10, Centro Gerencial  
Las Margaritas  
Torre I, Oficina 801  
Teléfono: 2339-3173 al 5  
E-mail: jc.mendez@latinamerica.enel.it

### >SECACAO

Representante Legal: Lic. Rodrigo José Tormo Álvarez  
16 calle 0-26 zona 14  
Planta: Senahú Alta Verapaz  
PBX: 2368-3330  
E-mail: rtormo@hidrosecacao.com  
Página Web: www.hidrosecacao.com

### >PASABIEN

Presidente y Rep. Legal: Ing. Heber Otoniel  
González Calzada Aguilar Batres 23-13, zona  
12  
Teléfonos: 2476-2455 / 2476-5497  
E-mail: inpas@hydrowest.com.gt  
industria@indutecgt.com

### >LAS VACAS

Representante Legal: Ing. Hugo Martínez S.  
Centro Gerencial Las Margaritas Torre I, nivel  
12  
Teléfono: 2331-7088  
E-mail: hmatinez@hidrovacas.com

### >POZA VERDE

Representante Legal: Ing. Jaime Francisco  
Arimany  
7a Ave 14-44 Zona 9, Edificio La Galería,  
1er Nivel, Oficina 4  
Teléfono: 2360-3103 / 2360-3113 / 2360-7773.  
E-mail: paesa@intelnet.net.gt

### >HIDROELECTRICA CANDELARIA

Representante Legal: Lic. Rodrigo J. Tormo A.  
16 calle 0-26 zona 14  
PBX: 2368-3330  
E-mail: rtormo@hidrosecacao.com