

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
DE BAJA CALIFORNIA**

**iQue
BC
nos una!**



UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
Baja California

**EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS
GEOTÉRMICOS DE BAJA ENTALPÍA
DE LA PENÍNSULA DE BAJA
CALIFORNIA, MÉXICO**

REPORTE FINAL

Elaborado para:

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Noviembre, 2011

CONTENIDO

I.	Resumen Ejecutivo.....	11
II.	Propuesta de metodología integral para la evaluación del potencial de generación eléctrica a baja escala a partir de sistemas geotérmicos de baja entalpía.....	14
	Estudios Geológicos.....	16
	Estudios Geofísicos.....	19
	Métodos Eléctricos y Electromagnéticos.....	20
	Método de Potencia Espontáneo.....	22
	Métodos de Resistividad Eléctrica.....	23
	Método de Sondeos de Transitorio Electromagnético.....	26
	Sondeos audiomagnetotelúricos (AMT) y magnetotelúricos (MT).....	29
	Estudios Gravimétricos.....	31
	Estudios Magnetométricos.....	34
	Estudios Sismológicos.....	37
	Estudios Geoquímicos.....	39
	Estudio de las mediciones de temperatura, gradiente y flujo térmico.....	43
	Pozos Exploratorios.....	47
III.	Barreras y oportunidades para la generación de energía eléctrica a baja escala con fuentes geotérmicas de baja entalpía y su aplicación a Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.....	51
IV.	Evaluación preliminar del potencial geotérmico de baja entalpía para la generación de electricidad a baja escala en la Península de Baja California.....	55
	Método de trabajo para el estudio.....	55
	Modelo volumétrico con simulación Montecarlo.....	56
	Descripción de las 11 zonas geotérmicas seleccionadas.....	60
	Resumen de zonas con recursos geotérmicos hidrotermales.....	62
	Zona Geotérmica Agua Caliente Comondú.....	64
	Localización.....	64
	Estudios Realizados.....	64
	Recomendaciones.....	66

Potencial preliminar	66
Zona Geotérmica La Joya, Ensenada	68
Localización	68
Estudios Realizados	68
Recomendaciones	70
Potencial preliminar	70
Zona Geotérmica Santispac.....	71
Localización	71
Estudios Realizados	71
Recomendaciones.....	73
Potencial preliminar	73
Zona Geotérmica El Centavito.....	74
Localización	74
Estudios Realizados	75
Recomendaciones	77
Potencial preliminar	77
Zona Geotérmica Los Cabos.....	78
Localización	78
Estudios Realizados	78
Recomendaciones.....	80
Potencial preliminar	80
Zona Geotérmica Laguna Salada, Mexicali.....	81
Localización	81
Estudios Realizados	81
Recomendaciones.....	82
Potencial preliminar	82
Zona Geotérmica Puertecitos, Mexicali	84
Localización	84
Estudios Realizados	84
Recomendaciones	85
Potencial preliminar	85
Zona Geotérmica San Nicolás (El Volcán)	87
Localización	87

Estudios Realizados	87
Potencial preliminar	87
Zona Geotérmica De Sanquicismunde	88
Localización	88
Estudios Realizados	89
Recomendaciones	90
Potencial preliminar	90
Zona Geotérmica Piedras Rodadas	91
Localización	91
Estudios Realizados	91
Potencial preliminar	91
Zona Geotérmica Agua Caliente, La Paz.....	93
Localización	93
Estudios Realizados	93
Potencial preliminar	93
Conclusiones	94
V. El estado del arte y tecnologías existentes para el aprovechamiento de fluidos calientes en la generación de electricidad con sistemas geotérmicos de baja entalpía y para la disposición de fluidos geotérmicos residuales.	95
Tecnologías existentes para el aprovechamiento de recursos geotérmicos de mediana y baja entalpía.....	95
Estado del arte de la tecnología de media y baja entalpía.	104
Extracción del recurso del yacimiento.	105
Centrales Generadoras.....	105
Incremento en la eficiencia del ciclo.....	106
Fluido de trabajo para accionar la turbina.....	107
Turboexpansores.....	108
Condensadores.....	108
Reducción de consumo de electricidad en servicios propios	109
Reducción del costo del kW instalado.	110
Disposición de fluidos residuales.	111
Proyectos de Ciclo Binario Desarrollados después del año 2000.	111
Estados Unidos.....	112

Costa Rica	119
Nicaragua	119
Guatemala	120
Turquía	120
Alemania	121
Austria	122
Kenia.....	122
Nueva Zelanda.....	122
Japón	124
VI. Demanda, consumo y usos finales de electricidad generada con recursos geotérmicos de baja entalpía, sistemas de respaldo y/o sistemas híbridos. Caso ejemplo: Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.....	126
Población y vivienda.....	126
Demanda máxima	127
Pronósticos de la demanda de la energía eléctrica	136
Consumo de cargas autoabastecidas.....	139
Infraestructura actual de generación y transmisión.....	140
Generación con energía alternativa.....	145
Generación con geotermia.....	146
Autoabastecimiento y cogeneración	152
VII. Análisis económico de la generación de electricidad a baja escala con sistemas geotérmicos de baja entalpía. Caso ejemplo: Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.....	155
Ejemplo para el cálculo del costo del kWh nivelado en una posible planta geotérmica de Ciclo Binario en Maneadero BC.	155
1. Costo nivelado de la energía para varias tasa de descuento y años de vida del proyecto.	155
2. Costo de la energía al variar el precio de la inversión inicial manteniendo la tasa de descuento en 10%.....	157
3. Costo de Kw en una planta de Ciclo Binario.....	160
VIII. Aspectos legales para la generación de electricidad a baja escala con sistemas geotérmicos de baja entalpía. Caso ejemplo: Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.....	164
Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento.....	165
Ley Del Servicio Público De Energía Eléctrica y su Reglamento	167

Casos Aplicables para los Privados.....	167
Autoabastecimiento.....	167
Pequeña Producción.....	168
Permisos.....	169
Obligaciones de los Permisarios.....	171
Contrato de Interconexión.....	173
Beneficios.....	173
Requerimientos y Especificaciones Técnicas para la Interconexión.....	174
Requerimientos Generales.....	174
IX. Diagnóstico coyuntural de las posibilidades de generación geotérmica a pequeña escala y usos en la Península de Baja California.....	178
Sistema Eléctrico Área Baja California.....	180
Sistema Eléctrico de Baja California Sur.....	183
Diagnóstico coyuntural de las posibilidades de generación geotérmica a pequeña escala y usos en la Península de Baja California.....	184
Estudio de oportunidades coyunturales.....	185
X. Conclusiones y recomendaciones.....	190
XI. Referencias bibliográficas.....	194
XII. Anexo A. Geotermometría de aguas y gases.....	197

Índice de Figuras

Figura 1: Mapa de Baja California con zonas termales	12
Figura 2: Ubicación de la zona de Maneadero.....	13
Figura 3: Diagrama representativo de un sistema geotérmico.....	15
Figura 4: Plano Geológico de la Zona Hidrotermal de Maneadero, B. C.....	19
Figura 5: Rango de variación de resistividad en algunas rocas y minerales. (Orellana 1972).	21
Figura 6: Arreglo Tetraeléctrico para Sondeos Eléctricos Verticales (SEV) y distribución de las líneas de corriente eléctrica en el subsuelo.....	24
Figura 7: Curva de Resistividad de un Sondeos Eléctrico Vertical (SEV) y su interpretación Unidimensional.	25
Figura 8: Modelado Bidimensional de Resistividad considerando la información geológica.....	26
Figura 9: Señal inducida tipo escalón para genera el campo electromagnético en los levantamientos de los Sondeos de Transitorio Electromagnético (TEM).....	27
Figura 10: Disposición de equipo y accesorios para Sondeo de Transitorio Electromagnético (TEM) con Arreglo de Loop Central; Curva Tipo y Modelo Unidimensional.....	28
Figura 11: Curva de Sondeo de Transitorio Electromagnético (TEM) y su interpretación Unidimensional.	29
Figura 12: Disposición de sensores para un Sondeo Magnetotelúrico, Registro de Datos y Modelo Unidimensional correspondiente.....	30
Figura 13: Mapa de anomalías gravimétricas residuales sobre el mapa topográfico de la Cuenca Laguna Salada, B. C. México.....	32
Figura 14: Mapa del Residual de la Anomalía de Bouguer con lineamientos geológico-estructurales (fallas y/o fracturas).	33
Figura 15: Anomalías Magnéticas de Campo Total de Baja California. Tomada de Servicio Geológico mexicano (SGM).....	35
Figura 16: Modelado Bidimensional de Anomalías Magnéticas.....	36
Figura 17: Propagación de las ondas sísmicas para el método de reflexión sísmica mediante fuente de vibración mecánica.....	39
Figura 18: Termómetro de contacto.....	43
Figura 19: Sonda combinada para pozo.....	44
Figura 20: Medición de temperatura en pozo.....	45
Figura 21: Equipo para perforación de pozos	47
Figura 22: Descarga de un pozo de agua.....	49
Figura 23: Distribución de los Recursos Geotérmicos Mundiales.....	52
Figura 24: Función de probabilidad $p(x)$ para la variable aleatoria x , en el dominio de pertenencia $x_{min}-x_{max}$	58
Figura 25: Función de probabilidad acumulada $P(x)$ para la variable aleatoria x , en el dominio de pertenencia $x_{min}-x_{max}$	59

Figura 26: Localización de las 11 zonas geotérmicas seleccionadas.....	61
Figura 27: Perfil de temperatura del pozo	66
Figura 28: Resultados del modelo volumétrico para Agua Caliente Comondú	67
Figura 29: Resultados del modelo volumétrico para La Joya, Ensenada	70
Figura 30: Perfil de Temperatura Pozo Santispac	73
Figura 31: Resultados del modelo volumétrico para Santispac	74
Figura 32: Perfil de Temperatura Pozo Centavito	76
Figura 33: Resultados del modelo volumétrico para El centavito	77
Figura 34: Resultados del modelo volumétrico para Los Cabos	80
Figura 35: Resultados del modelo volumétrico para Laguna Salada, Mexicali	83
Figura 36: Resultados del modelo volumétrico para Puertecitos, Mexicali.....	86
Figura 37: Resultados del modelo volumétrico para San Nicolás (el volcán)	88
Figura 38: Resultados del modelo volumétrico para Sanquicisumunde.....	90
Figura 39: Resultados del modelo volumétrico para Piedras rodadas	92
Figura 40: Resultados del modelo volumétrico para Agua Caliente, La Paz	93
Figura 41: Ciclo Rankine Organico con condensador enfriado por aire y enfriado por agua (Ref. 1)	98
Figura 42: Ciclo ORC para la generación de energía eléctrico	98
Figura 43: Ciclo Kalina para generación de electricidad (Ref. 2).....	100
Figura 44: Participación por Tecnología en la Generación de Electricidad a partir de Recursos Geotérmicos. (Ref.3)	100
Figura 45: Número de Unidades Instaladas por Tecnología Expresado en Porcentaje (Ref.3)	101
Figura 46: Generación eléctrica en función del flujo másico y de la temperatura de entrada del agua a los intercambiadores de calor. (Ref. 1).....	106
Figura 47: Diagrama T-S del ciclo termodinámico en Chena Hot Springs. (Ref. 4)	107
Figura 48: Vista general del campo geotérmico de Chena Hot Springs.....	116
Figura 49: Vista dentro de la Casa de Máquinas con las 2 unidades de 200 kW cada una.....	117
Figura 50: Central Generadora de Ciclo Binario en Brady NV.....	117
Figura 51: Central de Ciclo Binario en Raft River NV.....	118
Figura 52: Vista de la Unidad Cinco de Ciclo Binario en el campo geotérmico de Miravalles, Costa Rica.	119
Figura 53: Ubicación de los Recursos Geotérmicos en Turquía	120
Figura 54: Vista de la unidad binaria de 1.8 MW instalada en Oserian	123
Figura 55: Central de Ciclo Binario de 23 MW instalada en Te-Huka, NZ.....	123
Figura 56: Central Generadora de 17 MW instalada en Ngawha, NZ.....	124
Figura 57: Central de 2 MW de ciclo binario instalada en Hatchobaru, Japón.....	125
Figura 58: Trayectorias del precio medio total de electricidad, Escenarios de Planeación, Alto y Bajo 2010 a 2025.....	136
Figura 59: Demanda máxima en Baja California	137

Figura 60: Crecimiento medio anual de la demanda máxima bruta en Baja California (%)	138
Figura 61: Principales proyectos en la red troncal del área de Baja California	143
Figura 62: Participación por tecnología para el 2009	146
Figura 63: Capacidad de transmisión entre corredores de transmisión (MW) en 2009	147
Figura 64: Cálculo del Costo Nivelado variando la inversión inicial y la vida útil	148
Figura 65: Cálculo del Costo Nivelado variando la tasa de descuento y la vida útil	149
Figura 66: Ventas mas autoabastecimiento 1990-2009 y Escenarios 2010-2025.	150
Figura 67: Capacidad adicional en Baja California	153
Figura 68: Participación de las energías renovables en el sector privado	154
Figura 69: Costo Nivelado de la Energía (Tasa de descuento del 10%)	162
Figura 70: Costo Nivelado de la Energía (Tasa de descuento variable)	163
Figura 71: Diagrama básico de interconexión	176
Figura 72: Península de Baja California, México	179
Figura 73: Corredor Turístico Tijuana-Ensenada	179
Figura 74: Centrales Generadoras de electricidad en Baja California	181
Figura 75: Red de Transmisión eléctrica en Baja California	183
Figura 76: Manantiales calientes sobre la playa. La Joya, B.C.	187
Figura 77: Agroindustrias en el Valle de San Quintín, B.C.	189

Indice de Tablas

Tabla 1: Aprovechamiento térmico en usos directos	52
Tabla 2: Potencial Geotérmico en Baja California	62
Tabla 3: Parámetros utilizados en la evaluación del potencial en Baja California	63
Tabla 4: Composición química del manantial Agua Caliente	64
Tabla 5: Geotermómetros calculados para el manantial Agua Caliente	64
Tabla 6: Composición química de fluidos en La Joya, B.C.	69
Tabla 7: Geotermómetros calculados para diversos sitios en La Joya, B.C.	69
Tabla 8: Geotermómetros calculados para el manantial en Santispac, BCS	71
Tabla 9: Geotermómetros calculados para el manantial de Santispac, BCS	72
Tabla 10: Geotermómetros calculados para el manantial El Centavito, BCS	75
Tabla 11: Composición Química de manantiales en la zona de Los Cabos, BCS	78
Tabla 12: Geotermómetros calculados para los manantiales de la zona de Los Cabos, BCS	79
Tabla 13: Composición química de fluidos en pozos de La Desaladora, Cabo San Lucas, BCS	79
Tabla 14: Geotermómetros calculados para pozos de La Desaladora, Cabo San Lucas, BCS	79
Tabla 15: Composición química de fluidos en pozos de Laguna Salada, BC	82
Tabla 16: Geotermómetros calculados para pozos de La Laguna Salada, BC	82
Tabla 17: Composición química de gases en fumarola de San Nicolás, BCS	87

Tabla 18: Composición química de manantiales en Saquicismundi, BCS	89
Tabla 19: Geotermómetros calculados para los manantiales en zona de Saquicismundi, BCS	89
Tabla 20: Eficiencia térmica global de diferentes proyectos geotérmicos en función de la temperatura del fluido	109
Tabla 21: Costo de Inversión en Dólares por kW (1) (Ref.8)	110
Tabla 22: Capacidad Geotérmica Instalada en Turquía (Ref.17).....	121
Tabla 23: Tarifa O-M, CFE.....	128
Tabla 24: Tarifa H-M, CFE.....	131
Tabla 25: Tarifa 3, > de 25 kW, CFE.....	134
Tabla 26: Distribución de la demanda máxima	137
Tabla 27: Demanda máxima bruta (MW) 2000-2009	138
Tabla 28: Demanda máxima bruta (MW) del SEN, Escenario de Planeación	139
Tabla 29: Demanda máxima autoabastecida (MW) 2000-2009	139
Tabla 30: Demanda máxima autoabastecida (MW) 2010-2015	140
Tabla 31: Margen de reserva del sistema Baja California	141
Tabla 32: Principales obras programadas en el área de Baja California 2011-2020.....	144
Tabla 33: Principales obras programadas en el área Baja California 2011-2020.....	145
Tabla 34: Capacidad efectiva por tecnología y área de control (MW) Servicio Público	146
Tabla 35: Cálculo del Costo Nivelado variando la inversión inicial y la vida útil	148
Tabla 36: Cálculo del Costo Nivelado variando la tasa de descuento y la vida útil.....	149
Tabla 37: Costo Nivelado de Energía.....	162
Tabla 38: Costo Nivelado de Energía.....	163
Tabla 39: Respuesta del Sistema de Interconexión con Voltajes Anormales	176
Tabla 40: Respuesta del Sistema de Interconexión con Frecuencias Anormales	177
Tabla 41: Costo Nivelado de Energía.....	181

I. Resumen Ejecutivo.

La Universidad Politécnica de Baja California, interesada en el desarrollo sustentable y armónico en esta región fronteriza, y particularmente en fomentar un mayor aprovechamiento de las fuentes renovables de energía abundantes en la Península, ha solicitado la elaboración del presente estudio, a fin de identificar el estado del arte referente a las técnicas, métodos de exploración y evaluación de los recursos de baja entalpía en el Estado de Baja California, a través de la identificación y análisis de los sitios con potencial geotérmico de baja entalpía en el Estado.

Este estudio incluye el inventario de las zonas geotérmicas existentes en Baja California y sus principales características, tales como ubicación, contexto geológico, tipo de manifestaciones termales presentes, temperaturas superficiales y demás datos disponibles, así como una estimación del potencial geotérmico general de la Península de Baja California.

Asimismo contiene un análisis de las tecnologías disponibles para su aprovechamiento en la generación eléctrica a pequeña escala, los usos directos de estos recursos y la disposición de los fluidos geotérmicos utilizados en estos procesos.

Se incluye la información de los aspectos legales y normativos, la descripción de los esquemas de generación eléctrica, los aspectos ambientales y el desarrollo económico del uso del suelo.

El análisis del estado del arte de las técnicas, métodos de exploración y evaluación de los recursos geotérmicos de baja entalpía en el Estado de Baja California, permite concluir que su aprovechamiento es factible económicamente, sin embargo la capacidad o potencial de cada localidad es difícil de conocer a priori, y la inversión en la etapa inicial, la de la perforación de pozos suele ser alta y representa un alto riesgo, económicamente hablando.

La revisión de los estudios de exploración y las prospectivas que a la fecha se han realizado en relación al aprovechamiento de los recursos geotérmicos de baja entalpía para la Península de Baja California, permiten identificar las zonas geotérmicas que por sus características térmicas, geológicas y de su ubicación, podrían ser exploradas en mayor detalle para calcular su potencial.

Destacan en la península de Baja California las siguientes zonas termales:

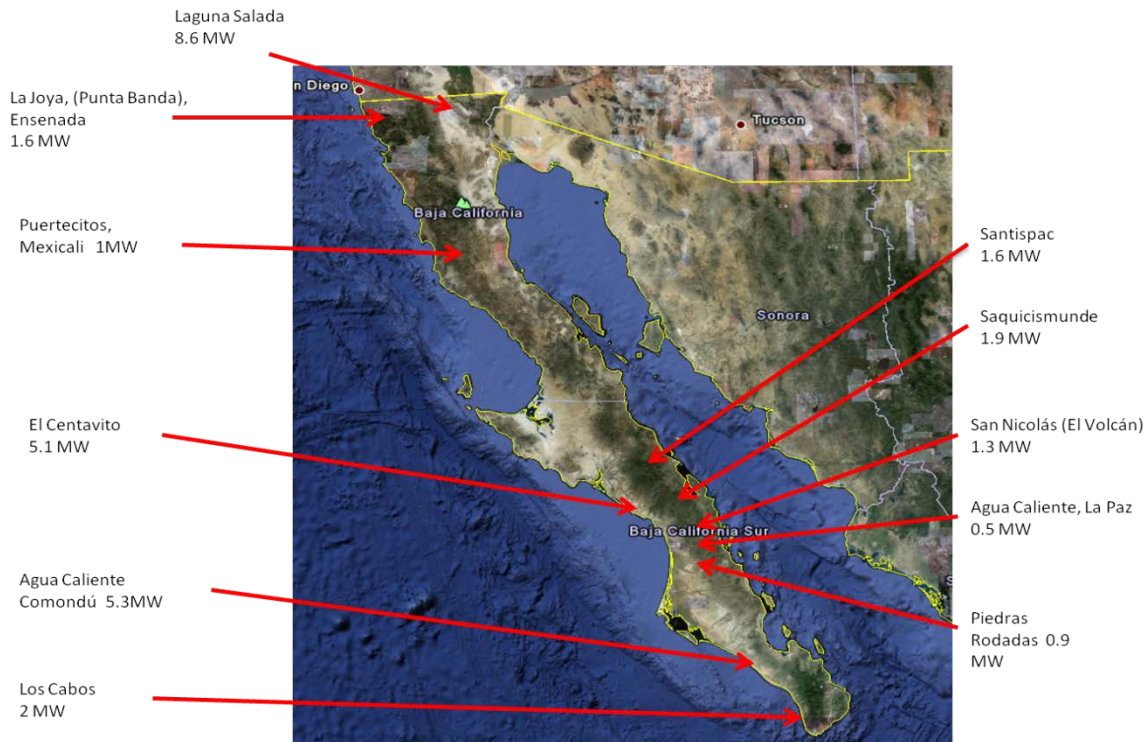


Figura 1: Mapa de Baja California con zonas termales

Para conocer el potencial de los recursos geotérmicos de baja entalpia en cada zona se deberá seguir una metodología integral de exploración, aquí se presentan las principales etapas, las que han sido empleadas a nivel nacional como internacional, con algunas variantes condicionadas a los aspectos geológicos y al monto económico que sea dispuesto para ello.

Así la metodología integral contempla las siguientes etapas:

- Exploración superficial,
- Exploración profunda (perforaciones),
- Instalación de la planta generadora,
- Monitoreo tanto de las reservas como de la operación de la infraestructura para su aprovechamiento.

En la fase inicial de la exploración superficial se hace una evaluación desde el punto de vista geológico y una prospección geofísica (eléctrica, gravimétrica, magnética, entre otras). A la vez que se analiza el, o los, pozos para determinar la geoquímica de aguas y

gases. Los datos de dicha valoración son comparados y usados para localizar una reserva que tenga potencial, la cual puede ser identificada plenamente en la etapa de exploración profunda mediante la perforación de pozos.

La principal actividad en la exploración profunda es la perforación de pozos, sin embargo en esta fase, también se desarrolla actividad geocientífica. De tal forma que se define la estratigrafía de los pozos, para ligar el perfil geológico encontrado, (por medio de registros geofísicos de pozos) a los datos de la exploración superficial inicial.

La composición de la formación dentro del pozo se utiliza también para determinar las características termodinámicas y la medida de la productividad del pozo en términos del flujo de masa y de la entalpía. La actividad final de esta fase es el aseguramiento del tamaño del recurso, de la especificación de las reservas y la capacidad de sostener la producción a lo largo del tiempo de vida del proyecto.

Los resultados de esta exploración profunda y las características del fluido geotérmico determinan el tipo de planta a instalar.

El tamaño del recurso presente determinará el plan de perforación a ejecutar, a la vez que el diseño de la planta, las tuberías y el sistema de reinyección de agua.

La aplicación de la metodología y evaluación de la fase inicial para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos de baja entalpia se presenta a manera ilustrativa de acuerdo con los estudios realizados en la zona termal Maneadero, Municipio de Ensenada B. C.



Figura 2: Ubicación de la zona de Maneadero

Las técnicas empleadas se describen a detalle en el capítulo II y las zonas geotérmicas analizadas en el Capítulo IV de este trabajo.

II. Propuesta de metodología integral para la evaluación del potencial de generación eléctrica a baja escala a partir de sistemas geotérmicos de baja entalpía.

Debido a que los recursos geotérmicos de baja entalpía se encuentran asociados a zonas con características geológicas muy particulares, es necesario realizar una serie de estudios específicos, siguiendo una guía o metodología integral para la evaluación de su potencial y su factible explotación en la generación de energía o su uso directo.

En ese orden de ideas, la aplicación de las diversas técnicas para la exploración geotérmica tendrá como objetivo terminal, la presentación de un informe de evaluación del potencial de la zona sujeta a estudio, que sustente el financiamiento del proyecto.

La exploración de los recursos geotérmicos de baja entalpía considera reconocimientos o estudios regionales y la aplicación de estudios de detalle en los sectores de interés particularmente definidos en los reconocimientos iniciales.

Los reconocimientos regionales comprenden la identificación y evaluación a gran escala de los recursos geotérmicos, estos se llevan a cabo en grandes extensiones del orden de miles de km². En México por ejemplo, se realizó por cada Estado de la República. El periodo estimado para su ejecución puede estar en el orden de años, dependiendo de la extensión del área considerada. El objetivo principal es identificar las zonas factibles de contener los recursos geotérmicos acorde con el entorno geológico, geohidrológico y geoquímico de ellas.

Con base en la identificación de las zonas factibles, referidas en el párrafo anterior, el objetivo de la aplicación de varias técnicas o estudios de exploración en ellas, es definir la existencia del posible recurso geotérmico de baja entalpía, para ser utilizado industrialmente.

El estudio de detalle comprende áreas del orden de decenas de km². El periodo de ejecución de los estudios de exploración de detalle dependerá de la variedad de técnicas aplicadas y de las particularidades geológicas, estimándose un periodo aceptable de uno a dos años para su conclusión.

En los estudios de reconocimiento, antes de realizar grandes erogaciones para la aplicación de diversas técnicas de exploración, es conveniente realizar los análisis a la información existente obtenida mediante búsquedas bibliográficas describiendo la localización, puntos geológicos de emisiones termales y tipos de manifestación, etc.

Deberá recopilarse la información útil derivada de las diversas exploraciones o investigaciones (petrolera, minera, hidrológica, etc.), elaborando una síntesis de la misma.

Es ampliamente conocido que, la mayor evidencia de la presencia de los recursos geotérmicos es la existencia, en superficie, de manifestaciones termales (manantiales termales, fumarolas, zonas de alteración hidrotermal, pozos termales, entre otros), los cuales una vez reconocidos orientarán por su distribución y características físico-químicas la planeación de una estrategia de exploración técnica, la que dependerá primordialmente de la morfología y características geológicas imperantes.

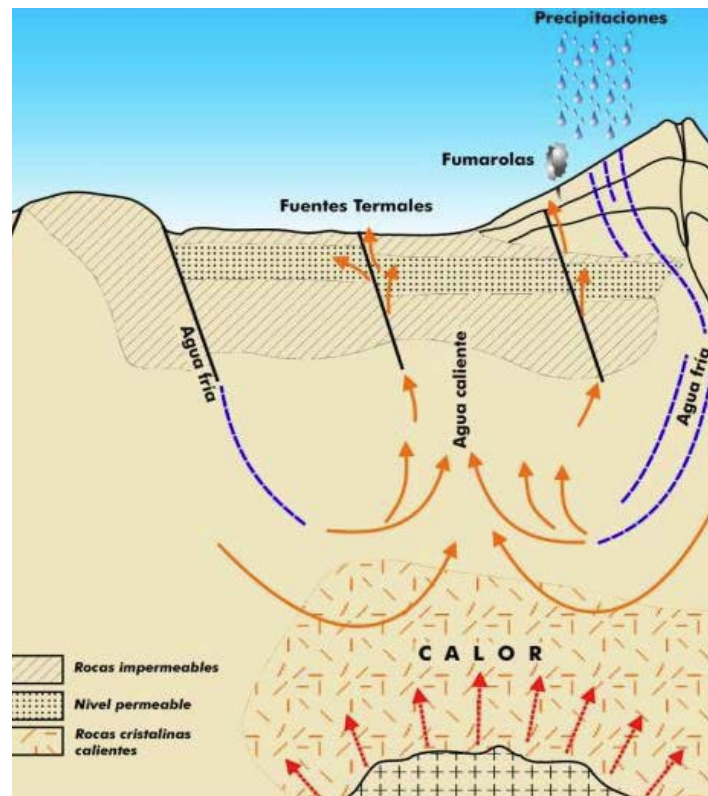


Figura 3: Diagrama representativo de un sistema geotérmico.

Las diversas técnicas o estudios especiales que se utilizan en las etapas de reconocimiento regional y de detalle para la investigación o exploración mediante la metodología integral para la evaluación del potencial de los recursos geotérmicos de baja entalpia, pueden ser concentradas en las técnicas o estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos, las mediciones de temperatura, gradiente y flujo térmico, la perforación exploratoria a través de pozos, y la evaluación de los recursos (fluidos termales) que de ellos emanen.

Las particularidades de cada una de las técnicas empleadas en la metodología integral para la evaluación del potencial de los recursos geotérmicos de baja entalpia se describen a continuación.

Estudios Geológicos.

Su objetivo es el de proporcionar los elementos técnicos que permitan identificar y clasificar, en un orden prioritario a las áreas de interés para la exploración de los recursos geotérmicos de baja entalpia.

Estos estudios comprenden trabajo de gabinete; en el que se consultan y analizan los mapas existentes, así como las imágenes de satélite y fotografías aéreas. Con este material, el geólogo está en posibilidad de elaborar un mapa preliminar, con énfasis en los rasgos vulcanológicos y estructurales, así como en las zonas de manifestaciones y alteración hidrotermales; y programará el levantamiento o estudios de campo, propiamente dicho el reconocimiento geológico con sus diversas variantes.

Los estudios geológicos de exploración, ya sea en su contexto regional o de detalle se inician con la cartografía de la zona. La cartografía incluye información litológica y vulcanológica, estructural (fallas y fracturas, campo de esfuerzos), topográfica, de manifestaciones superficiales, áreas de alteración, entre otras.

Con base en la cartografía, se pueden elaborar modelos geológicos preliminares del subsuelo, que sirvan de guía en los subsecuentes estados de la exploración y permitan contar con un plano geológico base para establecer el plan de trabajo de campo, en el marco de una interpretación preliminar y seleccionar asimismo los puntos a verificar en la zona de estudio.

Las imágenes de satélite y las fotografías aéreas son utilizadas en la etapa de la cartografía. El uso de una u otra depende del área que se desee explorar, una imagen de satélite es más económica y cubre grandes extensiones; mientras que la fotografía aérea tiene un costo más elevado, pero ofrece una mayor resolución y detalle.

Las imágenes, tanto satelitales como de aeronaves, proporcionan información de la superficie de terreno. La resolución de una imagen tiene cuatro aspectos: espacial, espectral, radiométrica y temporal. La primera se refiere al tamaño de pixel de la imagen que representa al objeto o área mínima que puede ser observada; la segunda al rango de frecuencias discretas del espectro electromagnético que mide el sensor; la tercera, a los niveles de brillantez o escalas de grises que el sistema de detectores puede medir y por

último, la cuarta se refiere a la periodicidad con que el satélite obtiene imágenes de un mismo sitio.

Las principales tecnologías de obtención de imágenes incluyen sensores multispectrales, hiperespectrales, pancromáticos, tecnología LIDAR (Light Detection And Ranging) y ASTER (Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometers).

Con estas tecnologías se obtienen imágenes en diferentes frecuencias del espectro electromagnético que combinadas entre sí, resaltan diferentes rasgos superficiales, como pueden ser fallas, alineamientos, zonas de alteración hidrotermal. Con esta información se pueden elaborar planos geológicos preliminares que sirvan de apoyo para el reconocimiento geológico de campo.

En particular la tecnología ASTER es útil para realizar mapeos de temperatura, emisividad y reflectancia. En algunas zonas se ha utilizado la tecnología hiperespectral (cobertura de un rango del espectro electromagnético con un número grande de bandas discretas) para detectar variaciones en la cobertura vegetal que pudieran relacionarse con sitios de descarga de gases de origen hidrotermal.

De entre los mapeadores térmicos, se tiene una amplia variedad de sensores remotos, existe un grupo que detecta frecuencias del infrarrojo que incluyen la radiación térmica de objetos a temperaturas ambientales. Esta tecnología puede usarse para identificar anomalías térmicas en la superficie del terreno que pudieran estar asociadas a descargas de acuíferos hidrotermales.

La información que se obtiene de las imágenes tiene que ser validada con observaciones y mediciones en el terreno, pues siempre existe cierta ambigüedad en la información de las imágenes. Por ejemplo, los cuerpos de agua superficial, debido a su gran reflectancia, pueden confundirse con puntos de radiación asociada a una temperatura anómala.

Los modelos digitales de elevación son útiles para la elaboración de mapas, mediante el uso de Sistemas de Información Geográfica. Los modelos se construyen a partir de fotogrametría o de técnicas de percepción remota como LIDAR o ISAR (Inverse Synthetic Aperture Radar). En México el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) es el principal proveedor.

Dichos modelos digitales de elevación también son ampliamente empleados en exámenes de geología estructural. Los mapas altimétricos y de relieve sombreado (o iluminación artificial) son muy útiles para identificar fallas, alineamientos y diferentes formas o rasgos geológico-estructurales.

En la etapa del reconocimiento geológico de campo se deben verificar las unidades litológicas que afloran, su posición y edad relativa, así como obtener muestras representativas para una descripción petrográfica y para su datación, ya sea por algún método isotópico o por trazas de fisión.

Un aspecto sobresaliente es esta etapa del reconocimiento geológico de campo será la localización y descripción de manifestaciones hidrotermales, como geiseres, manantiales, fumarolas, pozas ácidas, pozas de lodo, suelos vigorizantes, alteración hidrotermal, etc. Es importante establecer si la alteración es activa o fósil y describir su composición mineralógica. Normalmente la alteración es de tipo argilítico, que corresponde a temperaturas moderadas (~ 100 °C) y ambientes ácidos. La alteración superficial de tipo propilítico estaría asociada a un reservorio fósil que, por algún evento geológico posterior, quedó expuesto a la superficie.

La fase final de la aplicación de las técnicas o estudio geológico será la elaboración del mapa o plano geológico, el cual deberá incluir la secuencia litológica, características estructurales, referencias de alteración hidrotermal en su caso así como la elaboración del modelo geológico de la zona; información que deberá guiar la aplicación de las técnicas geofísicas y geoquímicas subsecuentes.

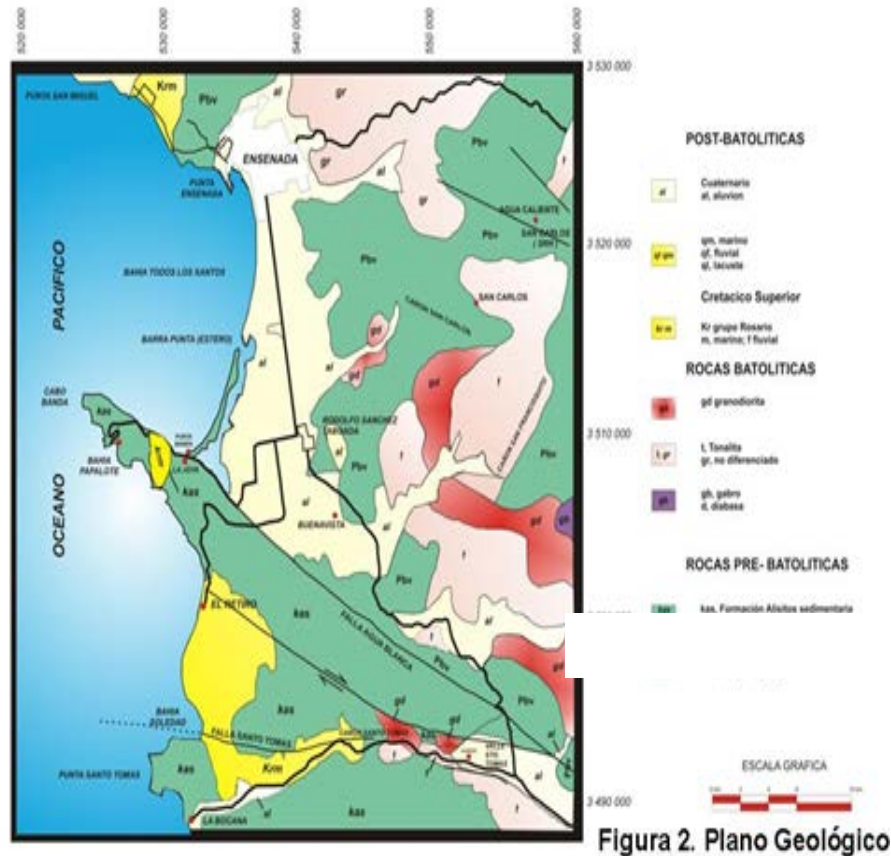


Figura 4: Plano Geológico de la Zona Hidrotermal de Maneadero, B. C.

Cabe señalar que los muestreos geoquímicos de aguas y gases, regularmente se realizan a la par con los reconocimientos geológicos y siempre preceden a la aplicación de las técnicas de exploración geofísica.

Estudios Geofísicos.

La aplicación de las diversas técnicas geofísicas tiene como finalidad el estudio de las rocas del subsuelo a través de la medición de algunas de sus propiedades físicas. Su análisis e interpretación permite coadyuvar a los entendimientos de la morfología geológica del subsuelo.

En cuanto a su aplicación específica para la exploración de los recursos geotérmicos de baja entalpia, se enfoca a la definición indirecta de algunas condiciones geológico-

estructurales y la delimitación de ciertas zonas anómalas que podrían indicar la posible existencia de un reservorio geotérmico.

Las técnicas geofísicas, que registran alguna propiedad física del subsuelo, mediante mediciones realizadas en la superficie del terreno, levantamientos aéreos y observaciones satelitales; permiten la estructuración de modelos Uni (1D), Bi (2D) o Tridimensionales (3D) de la distribución de algunas de las propiedades examinadas conforme a la técnica empleada. La interpretación de dichas representaciones deberá ser integrada en términos geológicos, y en este caso, conforme a los modelos geotérmicos.

Las principales propiedades de subsuelo medibles mediante los diversos métodos geofísicos son las eléctricas, conductividad o su inverso la resistividad, la actividad electroquímica y la constante dieléctrica (Métodos Eléctricos-Electromagnéticos); las variaciones laterales de la atracción gravitatoria del suelo, que están asociadas a cambios de densidad de las rocas (Método Gravimétrico); de entre las magnéticas la propiedad más sobresaliente de las rocas es su susceptibilidad magnética, la medida es la intensidad de magnetización (Método Magnetométrico) y las propiedades elásticas de las rocas, las que determinan la velocidad de propagación en ellas (Métodos Sismológicos).

Es conveniente mencionar que cada técnica geofísica tiene variantes de aplicación, ya sean aéreas, marinas, sobre el nivel del terreno o en el subsuelo (pozos, túneles, minas, etc.), asimismo son dependientes de los diversos arreglos de los dispositivos de emisión y/o recepción de las señales bajo medición.

Las técnicas geofísicas más ampliamente utilizadas en México se describen a continuación:

Métodos Eléctricos y Electromagnéticos.

La resistividad de las rocas y suelos tiene un amplio rango de variación de un lugar a otro, ya que la mayoría de los minerales que los forman son prácticamente aislantes. La conductividad de estos y el contenido de fluidos en ellos, determinan la resistividad de las rocas y suelos. La conductividad es el valor inverso de la resistividad, sus unidades son S/m (Siemens sobre metro).

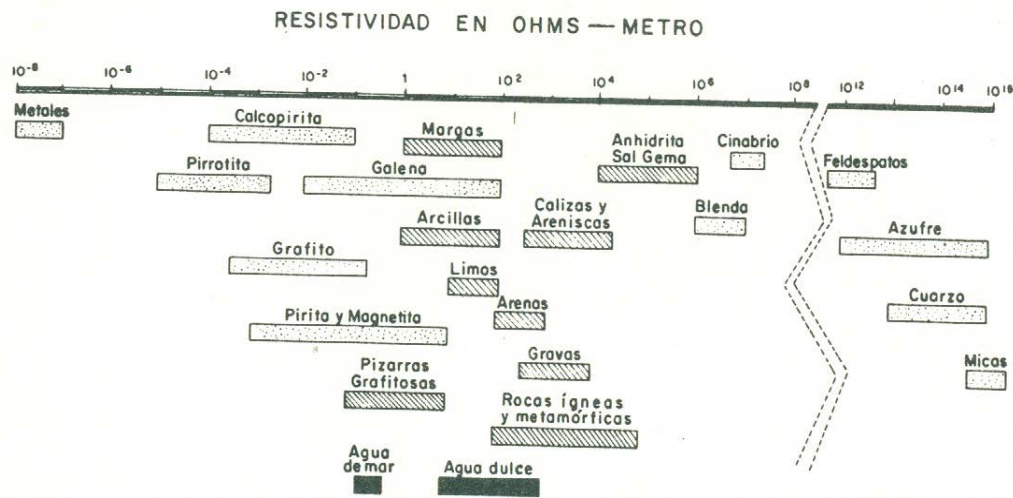


Figura 5: Rango de variación de resistividad en algunas rocas y minerales. (Orellana 1972).

Las rocas como cuerpos constituidos por una matriz aislante, deben su conductividad de conjunto a la red de conductos irregulares y tortuosos, desarrollados por una porosidad primaria o secundaria, llenos de algún electrolito.

La razón por la cual los yacimientos geotérmicos frecuentemente presentan un fuerte contraste de resistividad, se explica por el hecho de que en la naturaleza existe una combinación de factores que amplifican el efecto de la conductividad eléctrica. Algunos de estos factores son:

- En los yacimientos geotérmicos el agua normalmente es más salada, debido a que el agua caliente disuelve más los minerales de las rocas.
- En un sistema geotérmico, prevalece una mayor porosidad, debido a que los líquidos calientes disuelven más los minerales de las rocas.
- La alteración hidrotermal de las rocas ígneas en arcillas y zeolitas, disminuye la su resistividad volumétrica. El 'halo' de alteración de minerales arcillosos, se produce en el techo de los yacimientos y en las zonas de descarga natural del fluido geotérmico.

En el caso de la prospección eléctrica o electromagnética para la exploración-explotación de los recursos geotérmicos, se ha hecho la asociación de que cuando el factor temperatura llega a un valor alto, tiene el efecto de disminuir el valor de la resistividad de las rocas, pero el aumento de la porosidad en la roca tiene el mismo efecto o mayor. Lo

mismo sucede si el agua contenida en los poros interconectados de las rocas tiene una alta salinidad.

De lo anterior puede concluirse lo siguiente: una zona de baja resistividad no necesariamente reflejará la existencia de un yacimiento geotérmico, pero dicho yacimiento geotérmico necesariamente tendrá un valor bajo de resistividad por los factores asociados a su génesis.

Método de Potencia Espontáneo.

El método de potencial espontáneo es también denominado como autopotencial, potencial natural o polarización espontánea; implica la medición en superficie de los potenciales eléctricos engendrados en el subsuelo por la acción electroquímica entre los minerales y las soluciones con las cuales están en contacto, sin la aplicación de campos eléctricos externos, es decir es un método de los conocidos pasivo ya que registra una señal natural del terreno.

Aunque los mecanismos termoeléctrico y de acoplamiento electrocinético, pueden ocasionar anomalías de potencial natural asociables con los recursos geotérmicos, debe considerarse la posibilidad de que dichas anomalías sean causadas por fuentes no geotérmicas como son las geológicas, líneas de conducción, corrientes telúricas, potenciales de electrofiltración, depósitos de minerales conductivos, efectos electroquímicos, etc.

Es práctica común en la exploración geotérmica, mediante la aplicación de esta técnica de potencial espontáneo, asociar gradientes pronunciados con fallas conductoras de fluidos termales y también las anomalías amplias con áreas de elevado flujo térmico y con fuentes térmicas profundas.

Asimismo anomalías de longitud de onda pequeña suelen interpretarse asociadas al movimiento de fluidos termales relativamente someros en las zonas de falla, actuando bajo mecanismos de acoplamiento electrocinético o termoeléctrico. El trabajo de campo consiste en medir el potencial natural del terreno mediante un par de electrodos y un voltímetro.

Aunque no existe una teoría satisfactoria que explique las variaciones naturales del potencial, éstas se atribuyen a fenómenos electroquímicos del subsuelo.

La experiencia indica que los valores de potencial en zonas geotérmicas son relativamente grandes, debido, muy probablemente, al 'halo' de alteración de minerales arcillosos que sirve de capa al yacimiento geotérmico.

Este método ha sido empleado en la etapa inicial de la exploración de zonas geotérmicas, por su bajo costo; sin embargo la interpretación comúnmente es sólo en términos cualitativos y debe ser tratada con las reservas del caso, dada la existencia de las diversas fuentes generadoras de las anomalías de potencial natural del subsuelo, diferentes a los procesos geotérmicos.

Métodos de Resistividad Eléctrica.

Por otro lado, son muy variadas las técnicas para medir la resistividad del subsuelo. Estas se pueden dividir en dos grandes rubros: métodos eléctricos y métodos electromagnéticos.

Los métodos electromagnéticos, a su vez, se subdividen en activos (se genera una señal de perturbación) o pasivos (registran señales naturales).

Los sondeos eléctricos verticales (SEV), son una variante dentro de los métodos eléctricos. La finalidad de su aplicación es la determinación de las variaciones de la resistividad de las rocas que conforman el subsuelo, mediante mediciones en la superficie del terreno a través de diferentes arreglos electródicos.

Casi todos los métodos eléctricos requieren del uso de cuatro electrodos. Los diferentes dispositivos electródicos sólo difieren por la disposición de los electrodos.

Dos se usan para introducir una señal de corriente eléctrica variable de muy baja frecuencia, lo que permite considerarla como una corriente directa; y otro par de electrodos para medir las variaciones del voltaje, diferencia de potencia, que se establece entre ellos como resultado del paso de la corriente eléctrica.

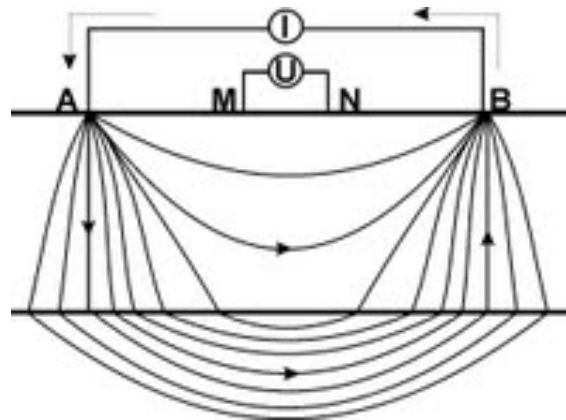


Figura 6: Arreglo Tetraelectrónico para Sondeos Eléctricos Verticales (SEV) y distribución de las líneas de corriente eléctrica en el subsuelo.

La técnica del SEV involucra una serie de mediciones de la intensidad de corriente y de la diferencia de potencial para una serie de separaciones de electrodos sucesivamente creciente según una progresión geométrica.

La combinación del valor de la intensidad de corriente introducida, de la señal de voltaje y la disposición en el terreno de los electrodos, se traduce en una medición de la resistividad aparente del terreno, mediante el uso de las leyes de la electricidad.

Las determinaciones sucesivas de la resistividad aparente y de su correspondiente separación de electrodos de introducción de la corriente se traducen en un gráfico resistividad vs. Separación electródica denominada curva de resistividad, la cual mediante procedimientos matemáticos de inversión, se transforma en curvas de resistividad vs. Profundidad.

Por lo general, a las curvas de resistividad aparente del SEV, se les realiza la inversión de Occam, para obtener la variación de la resistividad en función de la profundidad. Este algoritmo de inversión, 1 D, se fundamenta en el criterio de obtener un modelo de capas que sea lo más simple y suave posible. Con este algoritmo no se requiere la propuesta de un modelo inicial.

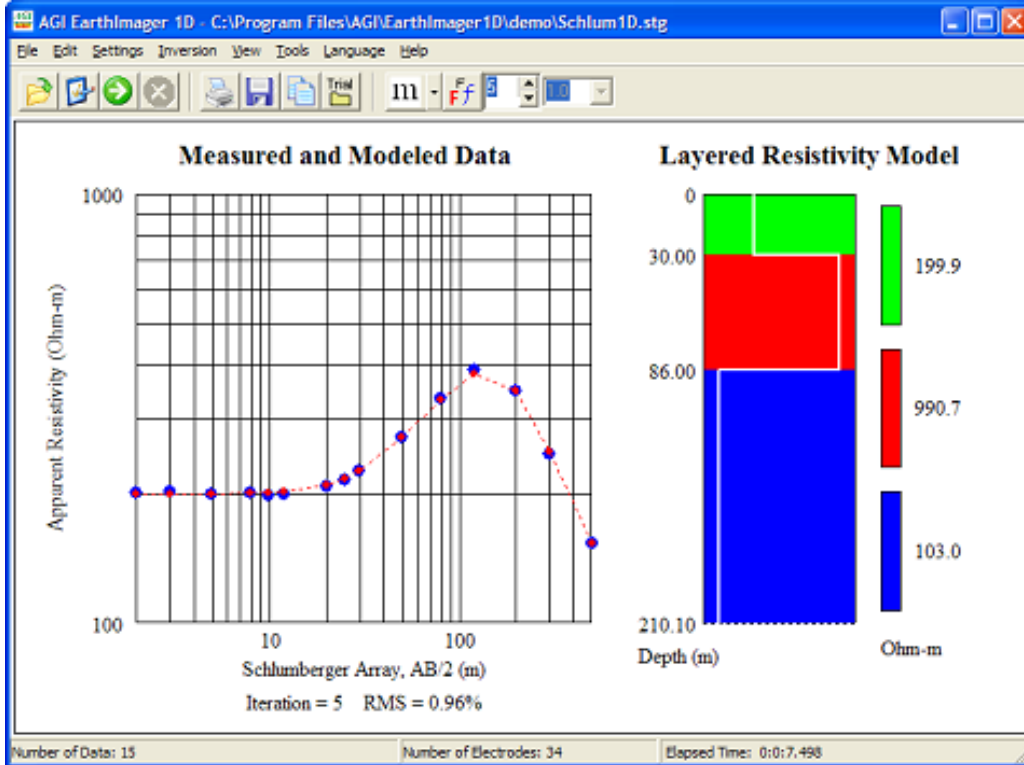


Figura 7: Curva de Resistividad de un Sondeos Eléctrico Vertical (SEV) y su interpretación Unidimensional.

Con el resultado de dichas inversiones se construyen secciones verticales de resistividad y planos de iso-valores de resistividad a diferentes profundidades. Posteriormente puede recurrirse a modelos bidimensionales, 2D, o tridimensionales, 3D, mediante los cuales se simula la resistividad real de las capas del subsuelo para obtener perfiles de resistividad aparente sintéticos, lo más similares posible a los obtenidos en campo.

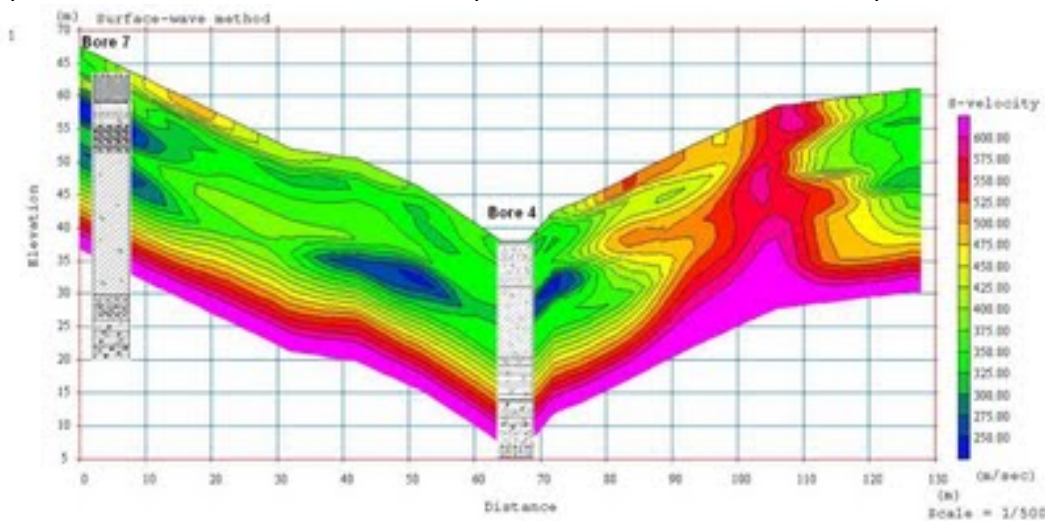


Figura 8: Modelado Bidimensional de Resistividad considerando la información geológica.

Las técnicas de inversión consisten en establecer los parámetros de un modelo supuesto y, mediante un algoritmo, hacer variar sistemáticamente estos parámetros hasta obtener un buen ajuste entre los resultados del modelo y los datos observados.

Por ello, es muy importante que la interpretación de los datos de resistividad vaya, todo el tiempo, de la mano del conocimiento que se tenga de la geología del subsuelo.

Método de Sondeos de Transitorio Electromagnético.

A principio de los años 80's se inició el desarrollo y aplicación de los sondeos de transitorio electromagnético (TEM). Este método se basa en los fenómenos de relajación o transición, que se desarrollan en el terreno cuando se elimina o anula un campo físico artificialmente inducido.

El sondeo TEM, se basa en las leyes de la inducción electromagnética. Conforme a estas leyes, una corriente eléctrica variable induce un campo magnético y, viceversa, un campo magnético variable, induce una corriente eléctrica.

La señal que normalmente se induce es de tipo escalón, a través de un emisor o generador del campo electromagnético, consiste en un circuito de forma prefijada (círculo, cuadrado, etc.), por el que se hace circular la señal. Al interrumpir la corriente se origina un campo magnético, que se amortigua y desaparece rápidamente. El receptor (bobina) puede estar formado por el mismo circuito primario que originó el campo magnético u otro receptor de características prefijadas, y situados en el interior o próximo al primario.

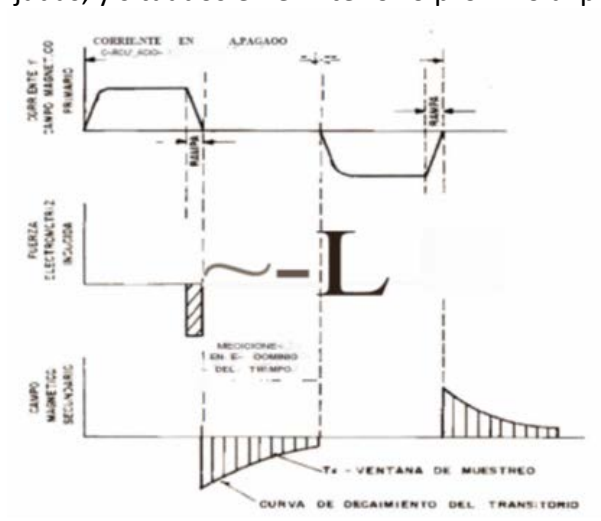


Figura 9: Señal inducida tipo escalón para genera el campo electromagnético en los levantamientos de los Sondeos de Transitorio Electromagnético (TEM).

La rápida variación del campo magnético originado al interrumpir el paso de la corriente, origina voltajes variables con el tiempo en el circuito o bobina del receptor. El proceso se repite varias veces, almacenando las medidas con un proceso sumatorio, que destaca los voltajes creados y tiende a anular el ruido de fondo de la zona. Terminado el proceso se combinan los potenciales medidos en función del tiempo.

El arreglo de un sondeo TEM consiste en un cable que forma un 'rizo' (loop), que se tiende sobre el terreno, por el que se hace pasar un pulso de corriente eléctrica, el cual genera un campo electromagnético primario. Al momento de interrumpir el pulso, se generan corrientes eléctricas de inducción secundarias en el subsuelo, junto con su campo magnético asociado. Mediante una bobina receptora, que previamente se instaló en medio o al lado del rizo, se detecta el decaimiento del campo magnético secundario.

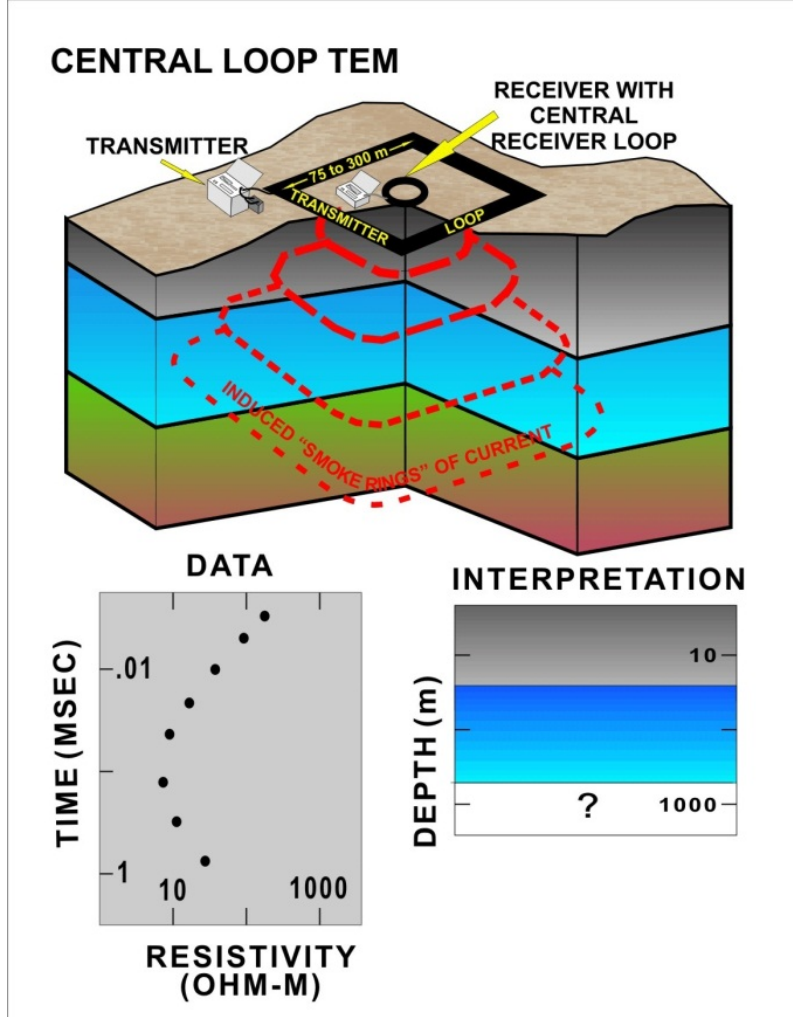


Figura 10: Disposición de equipo y accesorios para Sondeo de Transitorio Electromagnético (TEM) con Arreglo de Loop Central; Curva Tipo y Modelo Unidimensional.

Con la curva de decaimiento del campo magnético vs el tiempo, aplicando las leyes de la inducción y técnicas matemáticas de inversión, se obtienen curvas de resistividad vs profundidad.

Las ventajas del sondeo TEM con respecto al sondeo eléctrico vertical (SEV) tradicional, son varias:

- El levantamiento de campo es más sencillo.
- Una mayor redundancia de datos, una mejor calidad de los datos, una menor sensibilidad a la topografía y a heterogeneidades superficiales y una menor

- sensibilidad a problemas de equivalencia asociados con capas conductoras delgadas.
- La amplitud del 'rizo' (loop) es mucho menor que la profundidad que se desea alcanzar. Por lo mismo, es posible tener una mejor resolución lateral de los cambios de resistividad; lo cual es importante en la prospección geotérmica.
 - No se tienen problemas cuando la superficie del terreno es resistiva, ya que la corriente eléctrica a profundidad es inducida.

De manera similar al caso de los sondeos eléctricos verticales (SEV), con las curvas de resistividad vs profundidad se construyen secciones verticales de resistividad aparente. También se puede recurrir al modelado bidimensional y tridimensional.

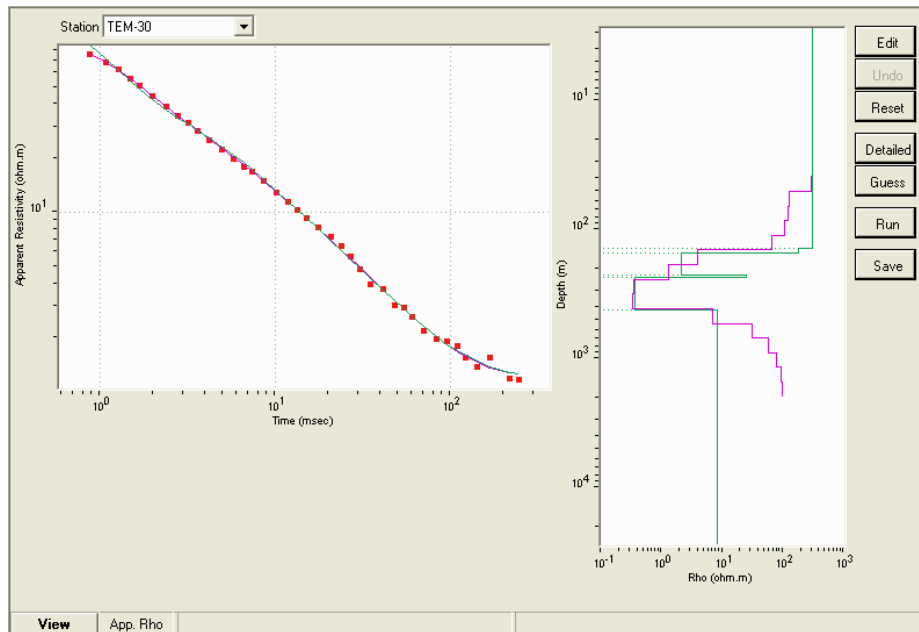


Figura 11: Curva de Sondeo de Transitorio Electromagnético (TEM) y su interpretación Unidimensional.

Sondeos audiomagnetotélúricos (AMT) y magnetotélúricos (MT)

Otro tipo de sondeos electromagnéticos son los denominados sondeos Audiomagnetotélúricos (AMT) y los Magnetotélúricos (MT) que consisten en medir los campos electromagnéticos (EM) naturales, de frecuencias diferentes, en la superficie del terreno. Estos campos son generados por corrientes naturales que circulan por el subsuelo. El objetivo de estos sondeos también es el de conocer la estructura eléctrica del subsuelo.

En cada sondeo electromagnético (AMT/MT) se miden las componentes horizontales (x , y) de los campos eléctrico y magnético, así como la componente vertical del campo magnético. El equipo de campo consiste de magnetómetros con el rango de frecuencia requerido por el estudio y pares de electrodos para registrar el campo eléctrico, colocados en el sitio con un arreglo adecuado, además de amplificadores y filtros de señal, registradores digitales y equipo de procesado.

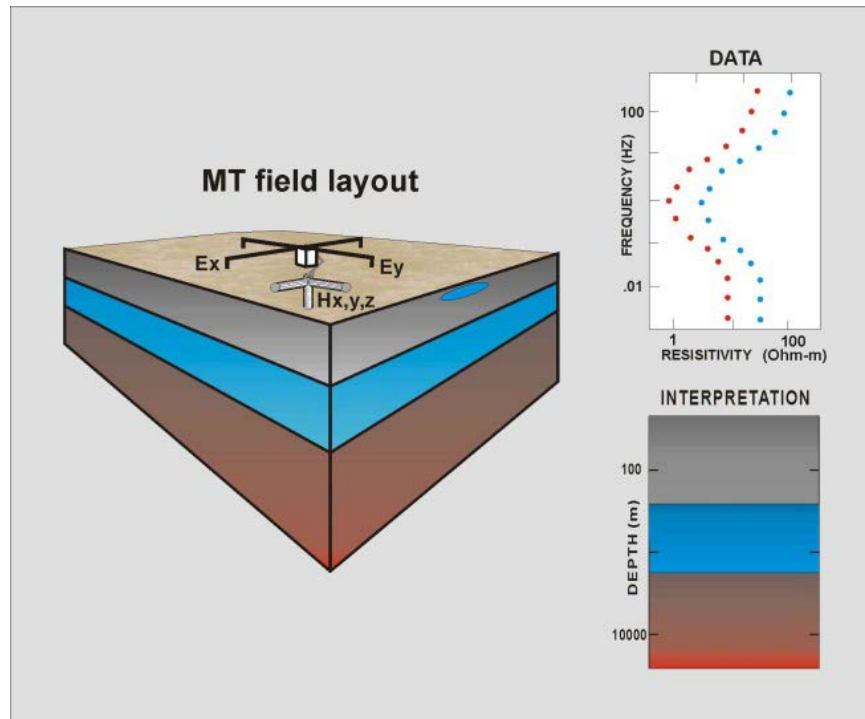


Figura 12: Disposición de sensores para un Sondeo Magnetotelúrico, Registro de Datos y Modelo Unidimensional correspondiente.

El registro de la señal en cada sondeo, debido a la baja intensidad de los campos electromagnéticos (EM) y a la interferencia de ruido natural y antropogénico, requiere de 12 a 24 horas o más. El procesado se realiza en dominio de frecuencia.

Las variaciones de los campos eléctricos y magnéticos se relacionan mediante el tensor de impedancia. Este tensor constituye la respuesta del medio y de él se obtiene la resistividad de subsuelo y las diferencias de fase entre ambos campos, a diferentes frecuencias. Con la ayuda de procedimientos matemáticos de inversión y modelos unidimensionales, bidimensionales y tridimensionales se obtiene la resistividad del subsuelo a diferentes profundidades. Estos modelos deben ser congruentes con el conocimiento que se tenga de la geología del subsuelo.

Los métodos TEM y AMT/MT se utilizan con la misma finalidad de obtener la estructura eléctrica del subsuelo. Probablemente los sondeos TEM sean más recomendables para la exploración de los recursos geotérmicos de baja entalpía por considerarse que se ubican a menores profundidades que los recursos de alta entalpía.

En otro orden de ideas, se tiene el caso particular de la tomografía eléctrica; la cual consiste en la obtención de imágenes detalladas de la estructura eléctrica del subsuelo. Para ello, se utiliza un arreglo multielectrónico, en el cual los electrodos se instalan sobre el terreno o se introducen en pozos para medir el potencial eléctrico.

Los datos obtenidos se procesan mediante técnicas de inversión para obtener las imágenes deseadas. Para llegar a ello, se requiere una gran densidad de sondeos en el área que se desea prospectar.

Estudios Gravimétricos.

La aplicación del método gravimétrico, en la exploración de los recursos geotérmicos de baja entalpía, se fundamenta en la observación de la intensidad del campo gravitacional de la superficie terrestre, el cual presenta variaciones pequeñas, "anomalías gravimétricas" que pueden ser detectadas con instrumentos de precisión.

Dichas "anomalías" se originan por variaciones en la masa de la corteza terrestre, debidas a rasgos litológicos y estructurales. En la práctica, se utiliza el sistema métrico internacional *cgs*, debido a que las "anomalías" gravimétricas son pequeñas. Por definición un *gal* es igual a una aceleración de 1 cm/s^2 . Las "anomalías" tienen, por lo general, valores del orden de miligales.

Para contar con una referencia universal con la cual comparar las mediciones de campo, es necesario definir una superficie equipotencial del campo gravitacional. Esta superficie se conoce como el 'geoide' y coincide, en cierta manera, con la superficie de los océanos y su prolongación virtual en los continentes. En el cálculo del geoide se considera, por un aparte, el hecho de que la Tierra no es una esfera perfecta, sino un esferoide o elipsoide achatado por los polos; por otra parte, se toma en cuenta la fuerza centrífuga debida a la rotación. Esta fuerza depende de la latitud y actúa en sentido contrario a la fuerza gravitacional.

El geoide de referencia aceptado oficialmente en México es el WGS-84, que incluye los parámetros que definen la forma del elipsoide, la velocidad angular, la masa del elipsoide y un modelo gravimétrico detallado. El marco de referencia WGS-84 es consistente con el

International Terrestrial Reference Frame 1992 (ITRF-92), que se usa en los levantamientos topográficos.

Los estudios de exploración se llevan a cabo con gravímetros portátiles, haciendo lecturas en estaciones predeterminadas, a lo largo de ciertas trayectorias. En estos casos, es indispensable el realizar un levantamiento topográfico de precisión de manera simultánea, para poder corregir los valores de gravedad leídos, a un mismo nivel de referencia. También suelen realizarse con equipo instalado en aeronaves. Los gravímetros miden la componente vertical de la intensidad del campo gravitacional.

Los datos de campo, deben corregirse de tal manera que los valores de gravedad tengan una referencia normalizada. Las correcciones que se realizan son debido a su ubicación tanto en latitud, altitud y relieve topográfico; al efecto de Bouguer, acorde con el geoide de referencia y por las variaciones de las mareas gravitacionales. Una vez realizadas estas correcciones a los datos de campo, se elabora el plano de anomalía de Bouguer, que es la base para el modelado e interpretaciones.

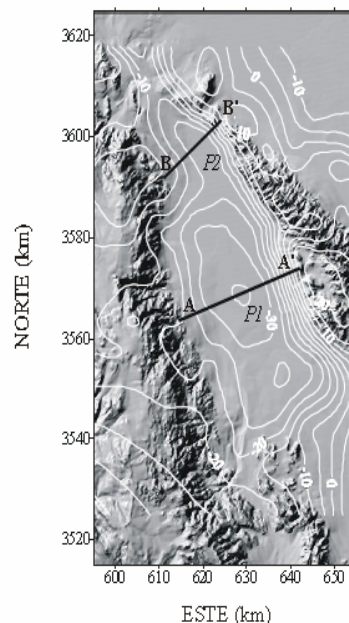


Figura 13: Mapa de anomalías gravimétricas residuales sobre el mapa topográfico de la Cuenca Laguna Salada, B. C. México.

El modelado de las anomalías gravimétricas no tiene una solución única. Por ello, un buen modelado gravimétrico dependerá del conocimiento geológico que se tenga de la zona.

De entre los varios procesos de interpretación a los datos gravimétricos se tiene el Análisis Espectral, el cual incluye la Separación Regional-Residual, la obtención de Derivadas Direccionales, la Primera y Segunda Derivada, aplicación de la Deconvolución de Euler, etc.; así como el Modelado Bidimensional y Tridimensional.

La conjunción de los mencionados procesos con los datos geológicos y los obtenidos de otras técnicas, permitirá elaborar una imagen estructural de la morfología del subsuelo, conteniendo los sistemas de fallas y contactos litológicos existentes entre diferentes cuerpos geológicos, entre otras características.

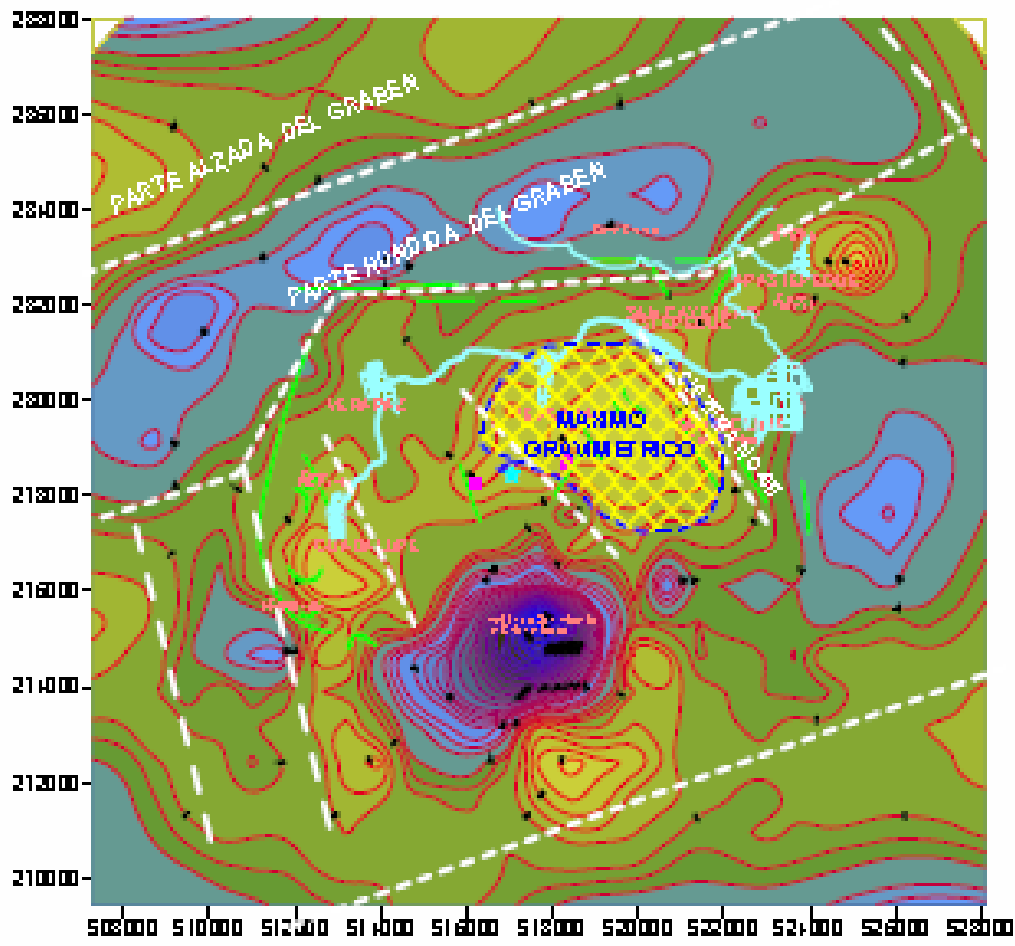


Figura 14: Mapa del Residual de la Anomalia de Bouguer con lineamientos geológico-estructurales (fallas y/o fracturas).

Estudios Magnetométricos.

La Tierra posee un campo magnético estacionario, que en la superficie terrestre puede ser representado, con buena aproximación, por un campo magnético bipolar.

La presencia de concentraciones anómalas de minerales magnéticos en la corteza terrestre, como la magnetita, que puede ser inducida o remanente, provoca cambios locales en la distribución del campo magnético.

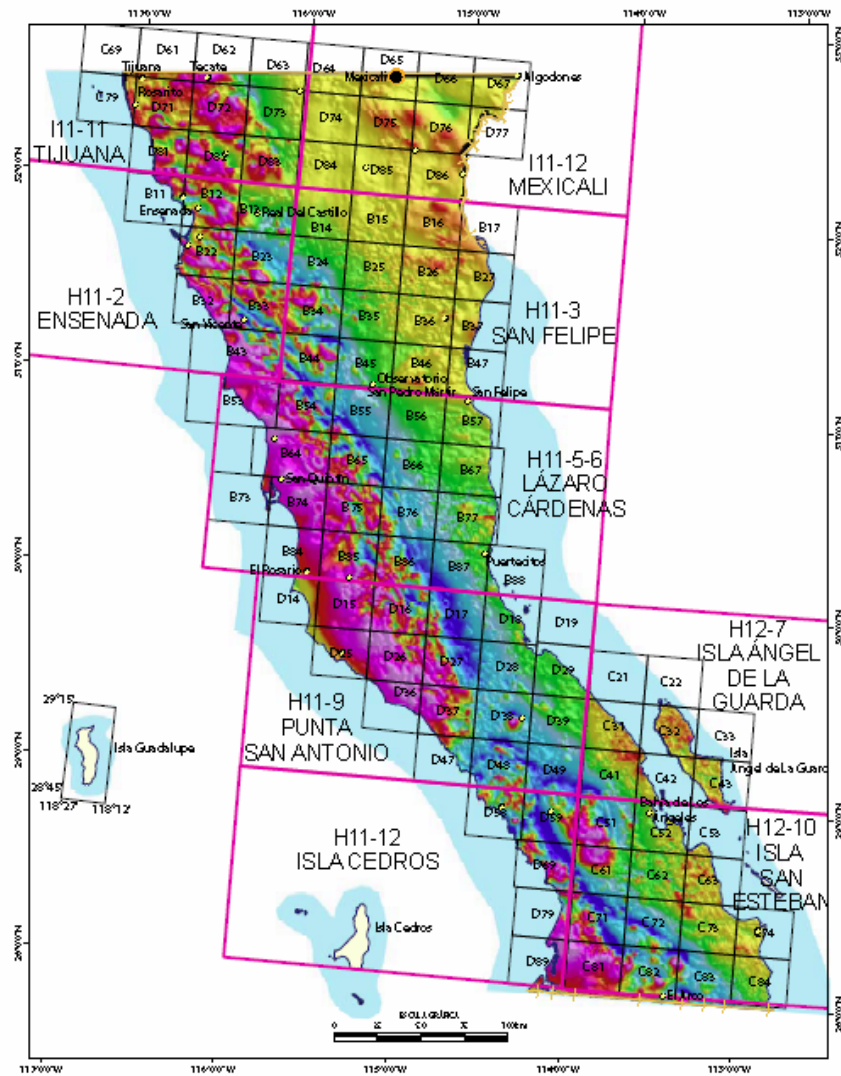
Dichos cambios o "anomalías magnéticas" son importantes en el contexto de la exploración de recursos naturales, como lo son los recursos geotérmicos de baja entalpia.

El campo magnético de la Tierra varía con el tiempo, lo que se conoce como variaciones seculares. La escala de tiempo puede variar de un día a miles de años. Las variaciones diurnas son del orden de 30 nT (nano tesla), pero pueden llegar a valores de 1000 nT, cuando los vientos solares son intensos. En esos casos, es necesario corregir estas variaciones en los valores observados durante un levantamiento magnético.

En un levantamiento magnético se mide el campo magnético total de la superficie terrestre, ya sea mediante estaciones terrestres o con instrumentos aerotransportados.

Los equipos de registro magnetométrico se basan en el fenómeno de la precesión protónica. La unidad del Sistema Internacional para medir la intensidad del campo magnético es la Tesla. Un magnetómetro tiene una sensibilidad del orden de 0,1 a 1 nano tesla.

INFRAESTRUCTURA DE INFORMACIÓN MAGNÉTICA



Superficie cubierta

Escala 1:50,000

117 Cartas

Escala 1:250,000

9 Cartas
100% de la superficie estatal



Panorama Minero del Estado de Baja California

Figura 15: Anomalías Magnéticas de Campo Total de Baja California. Tomada de Servicio Geológico mexicano (SGM).

En los levantamientos terrestres como en los aéreos es necesario llevar a cabo correcciones por la variación temporal del campo magnético.

Debido a que los campos magnético y gravimétrico comparten ciertas propiedades físicas que los hacen conservadores, ciertas técnicas matemáticas permiten reducir las anomalías magnéticas bipolares a monopolares. Este procedimiento se conoce como reducción al polo. Así, las anomalías magnéticas se hacen semejantes a las anomalías gravimétricas y, se pueden utilizar las mismas herramientas matemáticas en ambos casos.

Una vez que se tiene el plano de intensidad de campo total, se pueden realizar una serie de tratamientos matemáticos, semejantes a los aplicados a la anomalía de Bouguer (obtención de residuales, regionales, derivadas direcciones, deconvoluciones, etc.) y modelado numérico bidimensional y /o tridimensional con el objetivo conocer la morfología del subsuelo e identificar cuerpos cuyas características sean de importancia para el reconocimiento en este caso de los recurso geotérmicos de baja entalpia.

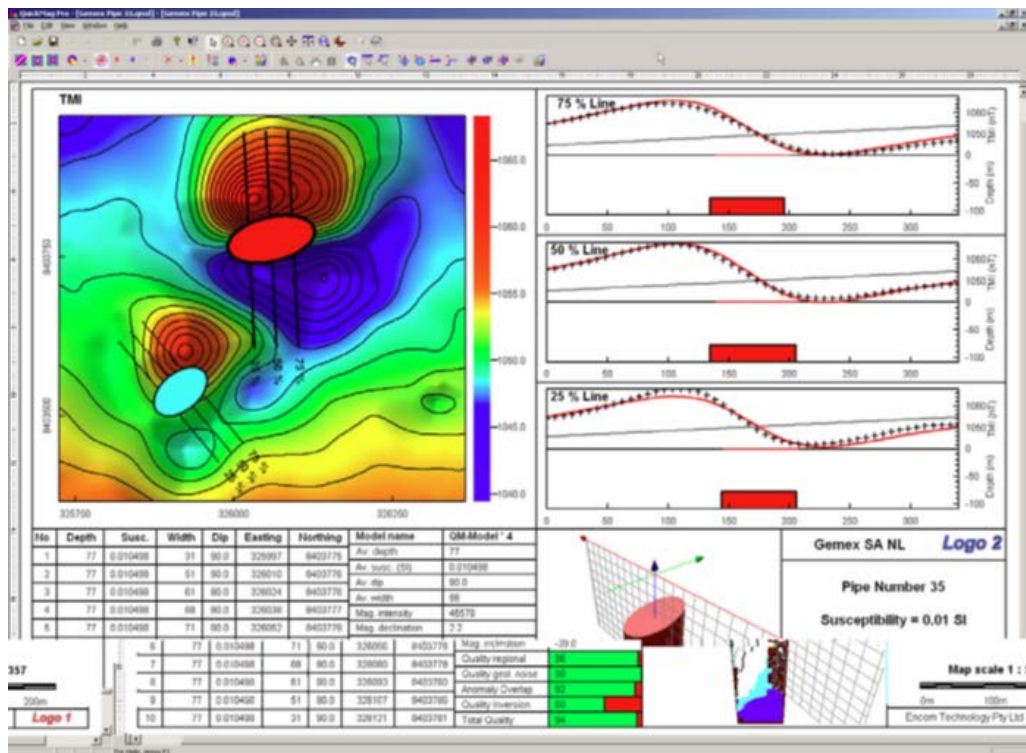


Figura 16: Modelado Bidimensional de Anomalías Magnéticas.

Estudios Sismológicos.

Consisten en la medición de las ondas sísmicas reflejadas o refractadas, generadas por pequeños terremotos producidos natural o artificialmente, para obtener información de las discontinuidades litológicas como también sobre los sistemas de estructuras presentes, zonas de atenuación de las ondas sísmicas, etc.

En geotermia, este tipo de estudios, que se aprovechan el contraste de velocidades de las diferentes formaciones en el subsuelo han tenido poca aplicación, por su costo y porque en los ambientes volcánicos no existen horizontes reflectores bien definidos.

De entre los estudios sismológicos el más utilizado en geotermia en general, no solo para la exploración de los recursos geotérmicos de baja entalpia, a nivel nacional como internacional, es el registro de la microsismicidad natural del terreno, conocido como estudio de sismica pasiva.

En el estudio de la sismicidad se analizan los sismos que son producidos por el paso de ondas elásticas a través de las rocas del subsuelo. Las ondas se originan por la liberación repentina de energía en el subsuelo, ya sea por el esfuerzo de una deformación liberado súbitamente, por una intrusión magmática, por colapso de una estructura geológica, o inducidos artificialmente.

La velocidad de propagación de la onda sísmica depende de las propiedades mecánicas de la roca como, compresibilidad, rigidez, densidad, etc. Cuando la onda encuentra una interface entre rocas con diferentes propiedades, se refleja y refracta, de una manera que puede ser complicada.

La actividad sísmica se registra mediante sismómetros y sismógrafos. Los equipos digitales de tres componentes (x, y, z) son los más adecuados para estudios exploratorios. Los sensores pueden medir la velocidad del movimiento del terreno o la aceleración.

La actividad sísmica se mide en escalas de intensidad y de magnitud. Las escalas de intensidad se refieren a los daños causados por un sismo y no se basan en algoritmos cuantitativos. La más conocida es la de Mercalli.

La magnitud, en cambio, es proporcional a la cantidad de energía liberada por un sismo, siendo la escala más conocida es la de Richter.

En los estudios de microsismicidad es recomendable instalar una red local con, al menos, unas seis estaciones. Para ubicar un sismo con suficiente exactitud es necesario que se

registre en, al menos, tres estaciones y que el epicentro se localice dentro del perímetro cubierto por la red.

Cuando se dispone de suficiente información de calidad, es posible interpretar el mecanismo focal que produjo el sismo e inferir la geometría del plano de falla, con base en la distribución de las ondas sísmicas.

Cuando se cuenta con suficiente información de la microsismicidad es posible estructurar un modelo tridimensional de la distribución de velocidades de propagación de las ondas en las rocas del subsuelo objeto del estudio. Este tipo de análisis se conoce como tomografía sísmica. Con esta técnica es posible conocer la estructura tridimensional de un sistema geotérmico.

Aunque la técnica no representa una erogación económica importante, si es necesario contar con un gran número de sismos registrados y de calidad en los registros. Esto significa que se requiere un tiempo largo de medición, quizá más de dos años, lo que puede resultar impráctico dentro de los programas de exploración básicos para la evaluación de los recursos de baja entalpia.

Finalmente en los estudios de exploración geotérmica en general, los estudios sismológicos conocidos como de refracción y reflexión, métodos activos donde se inducen la sismicidad mediante explosivos o fuentes mecánicas de vibración, y que son ampliamente empleados en la prospección petrolera, no sólo en México sino a nivel mundial, han tenido poca aplicación por su alto costo económico y porque en los ambientes volcánicos, donde generalmente se encuentran los recursos geotérmicos, no existen horizontes reflectores o refractores bien definidos. Sin embargo, en años recientes se han mejorado las técnicas de recolección de datos y la interpretación en ambientes volcánicos, por lo que no se descartaría su aplicación en los estudios de exploración en busca de la evaluación de los recursos geotérmicos de baja entalpia.

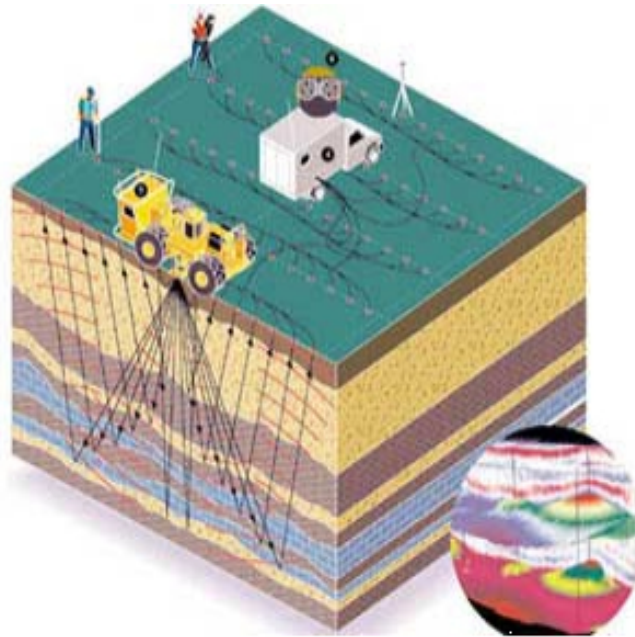


Figura 17: Propagación de las ondas sísmicas para el método de reflexión sísmica mediante fuente de vibración mecánica.

Estudios Geoquímicos.

Generalmente en los sistemas geotérmicos existen descargas superficiales en forma de manantiales, fumarolas, pozas ácidas o suelos vaporizantes. Estas descargas son estudiadas mediante los estudios y análisis químicos dependiendo de sus características particulares.

Los manantiales según su temperatura suelen denominarse templados, calientes o hirvientes. Los manantiales templados son aquellos cuya temperatura no excede de 45 °C. La concentración de sales es baja y el tipo es bicarbonatado. Estos manantiales están asociados a sistemas termales de baja entalpia o moderadas y que no están relacionados con intrusiones magmáticas.

Los manantiales calientes presentan temperaturas superiores a los 45°C e inferiores al punto de ebullición correspondiente al lugar. La salinidad y la composición química de estos manantiales son muy variables y depende del tipo de sistema hidrotermal al que están asociados.

Los manantiales hirvientes, en la mayoría de los casos, están asociados a sistemas hidrotermales magmáticos de alta temperatura.

Los suelos vaporizantes, no deben confundirse con las fumarolas, son descargas difusas de vapor, sin presión y en áreas amplias. Por lo general, se trata de descargas secundarias de un reservorio geotérmico. El calor de éste se transporta, de manera conductiva, hacia el suelo saturado de humedad, produciendo la vaporización.

La composición química e isotópica de los fluidos termales proporciona información acerca del origen, la composición, potencial corrosivo o incrustante de los fluidos, su distribución en profundidad, su temperatura, presión y estado físico (vapor o agua), rocas subsuperficiales asociadas, origen y tiempo de residencia del fluido, dirección de circulación, permeabilidad y flujo natural de calor.

Además es factible establecer la relación que los fluidos hidrotermales tienen con los aspectos hidrológicos y geohidrológicos del área sujeta a la exploración y evaluación de los recursos geotérmicos de baja entalpia.

Los métodos geoquímicos son de gran utilidad durante las etapas de exploración inicial debido a su bajo costo en relación con los métodos geofísicos.

La metodología empleada en los estudios básicos de exploración para la evaluación de los recursos de baja entalpia, involucra un reconocimiento de campo para la recolección de muestras de agua, gases y condensados, en su caso, y donde se efectúan mediciones de temperatura, pH, conductividad y caudal, entre las más importantes; asimismo se llevan a cabo los análisis de laboratorio, para finalmente realizar el procesamiento e interpretación de los datos.

Las muestras recolectadas se usarán para análisis químicos de elementos mayores y menores, así como de isótopos ambientales. A las muestras de material de alteración se les podrán practicar análisis químicos y mineralógicos (difracción de rayos x).

Los sitios de muestreo deberán ser identificados y clasificados debiendo llevar un registro con datos tales como: nombre del manantial o pozo y un número de identificación, coordenadas geográficas, fecha de muestreo, tipo de suelo o roca en el que emerge el manantial, mencionar si hay presencia de alteración o depósitos hidrotermales, medir temperatura, conductividad eléctrica, pH y alcalinidad en sitio, estimar el caudal en caso de los manantiales, así como las observaciones o particularidades que se juzguen convenientes.

En cuanto a los análisis de laboratorio, se considera indispensable la determinación de los cationes Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} ; los aniones Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- y SiO_2 . Así como los parámetros pH, conductividad eléctrica (CE) de laboratorio; recomendándose también las determinaciones de los elementos Li^+ , Rb^+ , Cs^+ , As (total), NH_4^+ , F⁻, B, H_2S .

El estudio de la composición química de las aguas posibilita la identificación de las mismas con el propósito de diferenciar los acuíferos, si es el caso, detectar las posibles mezclas del fluido termal con aguas frías más superficiales, etc.

La composición química de las aguas termales que alcanzan la superficie está determinada por las reacciones de interacción agua-roca-gas, cuyos equilibrios se alcanzan a altas temperaturas, por esta razón las concentraciones de ciertos componentes reflejan la temperatura a la cual se alcanzó el equilibrio, esto es, la temperatura en profundidad.

La composición química de los manantiales termales puede ser útil para estimar la temperatura del sistema geotérmico del que son descarga. La temperatura se calcula con fórmulas, llamadas geotermómetros, en parte empírica, en parte basada en la teoría de equilibrio químico.

El principio general en que se basan los geotermómetros es el supuesto de que, en las condiciones de temperatura del reservorio, los solutos que intervienen en la fórmula están en equilibrio químico entre sí. Una vez que el agua de reservorio escapa y asciende a la superficie, va enfriándose paulatinamente, ya sea por dilución, por conducción o por ebullición.

Conforme baja la temperatura, la cinética del equilibrio se hace cada vez más lenta y por ende, el agua del manantial mantiene la señal química de la temperatura original del reservorio o con una modificación pequeña.

En el Anexo A se presenta una descripción detallada de la formulación matemática de los geotermómetros más comúnmente utilizados en el reconocimiento y evaluación de los recursos de baja entalpia.

La composición isotópica del agua da información acerca de su origen y de su historia en el ciclo hidrológico. Las aguas geotérmicas asociadas a cuerpos magmáticos poseen una composición isotópica que las caracteriza por lo cual son empleadas para definir el origen del fluido y la ubicación del área de recarga, a partir de las concentraciones de los isótopos oxígeno 18 y deuterio. Además con el contenido de tritio se estima el tiempo de residencia, o sea el tiempo transcurrido desde la infiltración del agua.

Otras técnicas aplicadas en los estudios de exploración geoquímica para la evaluación de los recursos de baja entalpia, se enfocan a la identificación de estructuras activas por las que se emiten diferentes gases a la atmósfera, que pudieran indicar la presencia de actividad hidrotermal a profundidad.

Lo anterior se fundamentan en el análisis de elementos volátiles tales como mercurio, ligado al suelo y aire del suelo, pues su distribución está relacionada a la actividad geotérmica, indicando en algunos casos fallas o fisuras en el área a través de las cuales emanar. En ocasiones la exploración se dirige hacia la determinación gases tales como el ^{222}Rn , cuya vida media es de 3.824 días y emite partículas alfa al decaer; el CO_2 , H_2S , B y/o CH_4 .

Finalmente en la fase de la interpretación de los datos químicos es muy importante conocer los aspectos geohidrológicos de la zona con fin de relacionar los datos cada manifestación al contexto global del sistema geotermal en cuestión.

Estudio de las mediciones de temperatura, gradiente y flujo térmico.

Los estudios termométricos son los únicos que miden directamente las anomalías térmicas, que es el objetivo final de una exploración de los recursos geotérmicos.

En general se realizan mediciones de la distribución de temperatura superficial; medición de temperatura, cálculo de gradiente y flujo térmicos en pozos; y determinación de la descarga de calor.

Mediante las mediciones superficiales de temperatura, menores a 2 metros de profundidad, se pueden cubrir áreas extensas a un costo razonable. Sin embargo se tiene el inconveniente de que la información es muy somera y puede estar enmascarada por las variaciones diarias de la temperatura debidas a la radiación solar y a las variaciones estacionales.



Figura 18: Termómetro de contacto.

La medición del gradiente y flujo térmico se realiza en pozos someros a profundidades mayores a 100 metros, dependiendo de las condiciones geohidrológicas de la zona de interés, en los que se efectúa la medición de temperaturas, para calcular el gradiente.

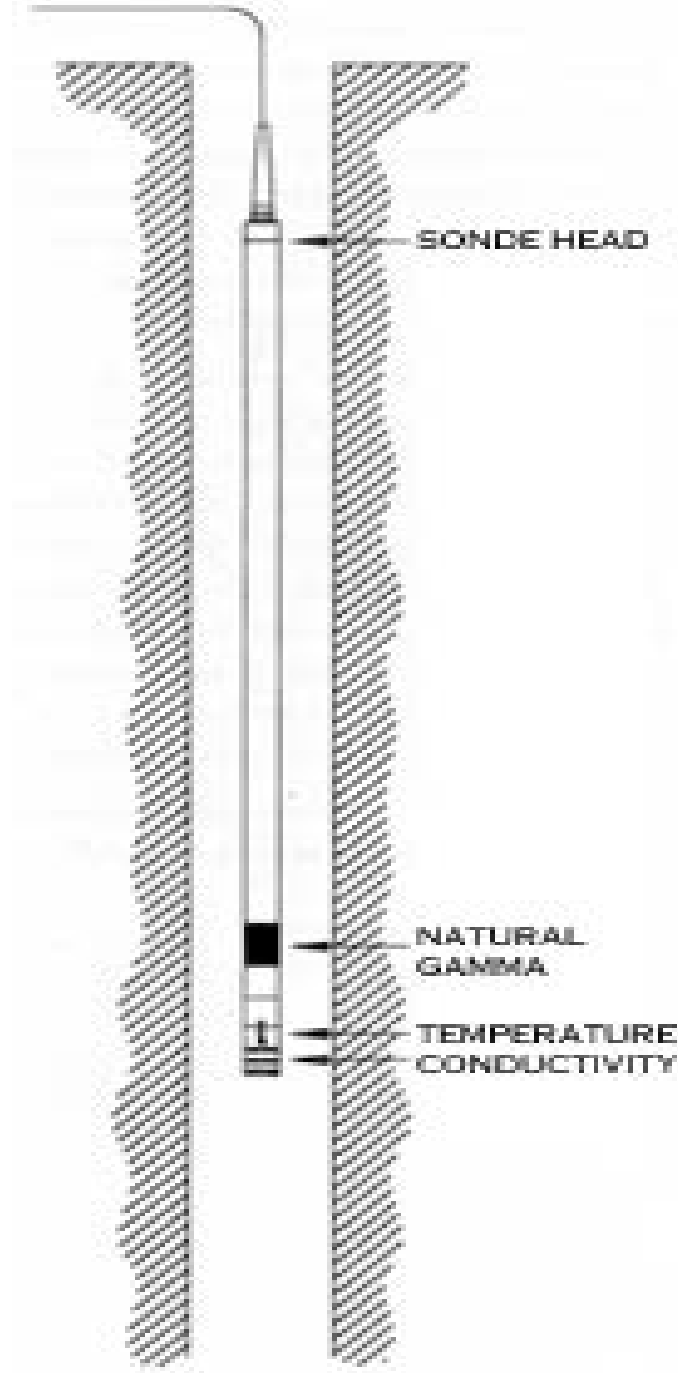


Figura 19: Sonda combinada para pozo.

Como se requiere hacer perforaciones, el costo de estos estudios es mayor. Por ello es factible realizar más perforaciones poco profundas y cubrir, así, un área grande de estudio; o perforar pocos pozos más profundos, cubriendo así menos área, cuestión que se deberá definir conforme a la información recopilada de otras fuentes y del conocimiento geohidrológico de la zona sujeta a estudio.

El diámetro de este tipo de pozos para estudios de gradiente y flujo térmico debe ser lo más pequeño posible, del orden de 5 cm, debiendo estar aislado hidráulicamente de la formación geológica en toda su longitud, para evitar la convección en el interior del pozo y en el espacio anular, que afectaría a una correcta medición del gradiente.

Las mediciones de temperatura en los pozos (registros de temperatura), se realizan de manera periódica, para observar sus variaciones y/o condiciones de equilibrio.



Figura 20: Medición de temperatura en pozo.

Para estimar las condiciones de equilibrio también es factible emplear algoritmos como el denominado método de Horner, el más utilizado en este tipo de estudio o determinaciones.

Los registros de temperatura muestran intervalos donde el gradiente es positivo, zonas donde es pequeño o nulo y, ocasionalmente, zonas donde se vuelve negativo.

Las zonas de gradiente pequeño o nulo corresponden a estratos saturados de agua, donde la convección vertical del fluido en tiempos geológicos hace que la temperatura sea uniforme.

Las inversiones pueden deberse a la presencia de acuíferos potentes o al hecho de que se ha pasado por un pico de temperatura debido a un flujo de descarga lateral de un acuífero termal y, después, se regresa al gradiente normal de la formación.

Por su parte para determinar el flujo de calor, en cada pozo es necesario conocer la conductividad térmica de la formación en el intervalo de interés. La conductividad se puede obtener de la literatura conforme a los datos litológicos del intervalo de interés. O mediante la obtención de un núcleo de la formación durante la perforación y medir su conductividad en el laboratorio, en condiciones similares a las reales.

En las etapas básicas de la exploración de los recursos geotérmicos se emplean generalmente datos publicados en la literatura científica, salvo casos especiales se realiza la determinación específica.

Con la información conductividad y temperatura se calcula el flujo de calor en cada pozo. La evaluación posterior, de acuerdo a su ubicación, conduce a la detección de las zonas de mayor interés geotérmico.

Pozos Exploratorios.

La perforación de pozos exploratorios es una tarea que se hace en la última fase de la exploración geotérmica.



Figura 21: Equipo para perforación de pozos

El número, ubicación y profundidad de los mismos estará determinado por los resultados obtenidos en las etapas previas, esto es, después de conocer las condiciones geológico-estructurales del campo, las zonas de mayor anomalía térmica y el comportamiento geohidrológico.

El objetivo de estas perforaciones es corroborar, ampliar y eventualmente modificar los conocimientos obtenidos en la fase de exploración superficial.

Durante la perforación de pozos exploratorios se efectúan una serie de actividades. A continuación se señalan las consideradas primordiales, así como una relación de los principales registros que suelen ser empleados.

La relación es indicativa ya que dependerá de las condiciones de cada zona de estudio y de los montos económicos que se destinen para ello. Las actividades consideradas recomendables son las siguientes:

- Reconstrucción de la secuencia estratigráfica. El control de esta secuencia es muy importante para la programación de las operaciones de perforación tales como elección de fluidos de perforación, programa de perforación, diseño del pozo, etc. Se recolectan muestras de recortes para el control estratigráfico (a intervalos predefinidos 1, 3, 5 metros etc.). Análisis de las características físicas de las rocas (porosidad, permeabilidad, densidad, conductividad térmica, conductividad eléctrica, etc).
- Muestreo de fluido. Tiene por finalidad detectar todos los estratos productores atravesados durante la perforación con el fin de reconstruir el esquema hidrológico.
- Medidas de temperatura. Permiten diferenciar las zonas del pozo en las cuales la transmisión de calor se hace por conducción (horizontes impermeables) y otras en las que predominan los fenómenos convectivos (horizontes permeables). Con las mediciones de temperatura en el pozo en reposo, se calcula la temperatura de la formación (temperatura con tiempo de reposo tendiendo a infinito).
- Medidas de presión. Tienen como objetivo conocer: el nivel del fluido en el pozo, las presiones de formación de los fluidos, la presión en el pozo en función de las condiciones del cabezal de pozo (durante la inyección o producción).

Al respecto de los registros geofísicos, durante la construcción de los pozos exploratorios para la evaluación de los recursos de baja entalpia, destacan los registros eléctricos, para conocer la resistividad de la formación y reconocer horizontes fracturados o variaciones litológicas en la secuencia estratigráfica; los registros sínicos para determinar la velocidad de propagación de las ondas sonoras en las formaciones. Parámetros útiles para reconocer las variaciones litológicas y horizontes fracturados en la secuencia estratigráfica. En algunos casos se puede llegar a estimar con estos la porosidad de la roca.

De entre los registros radiactivos se tiene el Neutrónico, que cuenta con una fuente emisora de neutrones, estos al ser capturados por átomos de hidrógeno presentes en la formación investigada, emiten un rayo gamma. Un detector registra estas emisiones, que son empleadas para calcular la porosidad de las rocas cuando éstas están fracturadas y contienen fluidos.

Otro registro radioactivo es el registro de densidad que emplea fuente de rayos gamma de mediana energía. Estos rayos colisionan con los electrones, algunos se desvían y otros arriban al detector. La cantidad de rayos gamma medidos es proporcional a la densidad de la formación. Además se tiene un registro específicamente denominado Rayos Gamma

con el cual se mide la radioactividad natural del terreno. Es particularmente útil para determinar secuencias arcilla-rocas ígneas.

En su momento, como fase final de la exploración será menester la evaluación del caudal de producción del pozo, su temperatura, presión y las características físico-químicas de los fluidos a explotar, parámetros útiles para el diseño y construcción de la unidad generadora o de la infraestructura para el aprovechamiento.



Figura 22: Descarga de un pozo de agua.

Los resultados de esta exploración profunda mediante la perforación de pozos y la evaluación del recurso estimado determinarán el plan de perforación de pozos de producción, que en conjunto con las características del fluido geotérmico permitirán el diseño del tipo de planta a instalar y/o las particularidades de la infraestructura a construir para el explotación de los recursos de baja entalpia de uso directo.

La combinación de la información e integración o elaboración de un modelo geotérmico conceptual de los recursos geotérmicos a explotar permitirá la evaluación preliminar de su potencial, mediante modelos sencillos de estimación del calor almacenado en la roca y el fluido.

Por último y dependiendo del tipo de planta o infraestructura a construir se definirá el sistema de inyección, en su caso, el que incluye tuberías de conducción y pozos de inyección de los fluidos residuales.

III. Barreras y oportunidades para la generación de energía eléctrica a baja escala con fuentes geotérmicas de baja entalpía y su aplicación a Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California

En México el desarrollo de la geotermia se ha concentrado en aplicaciones de gran escala, en las que se utilizan los recursos encontrados a grandes profundidades y con altas temperaturas para generar electricidad, con lo que el país ha alcanzado el cuarto lugar mundial en capacidad instalada, con más de 1,000 MW, solo detrás de Estados Unidos, Filipinas e Indonesia.

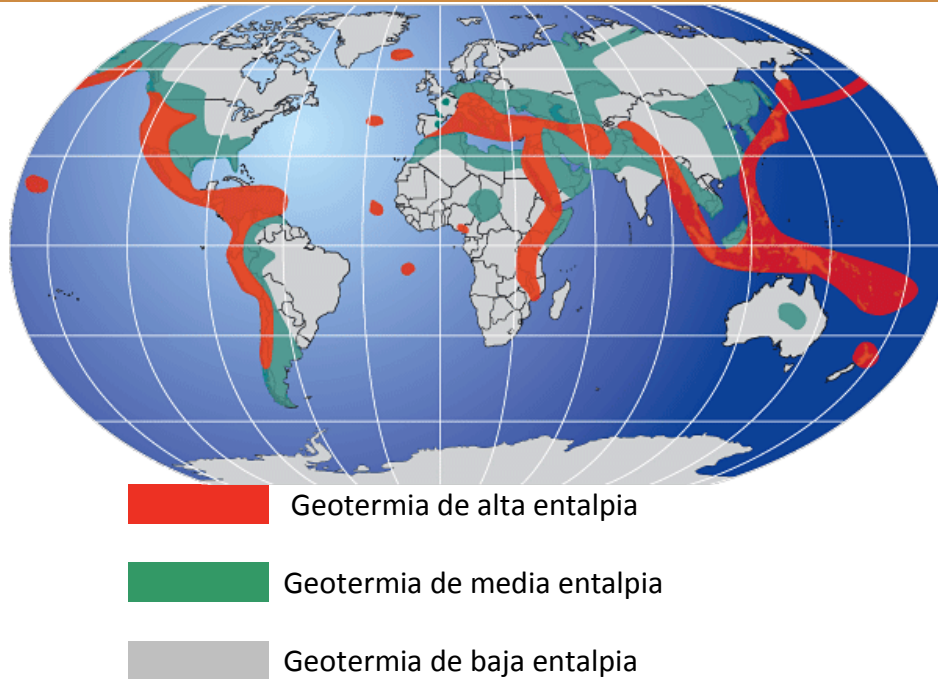
Sin embargo, la geotermia de baja entalpía representa una oportunidad para impulsar la diversificación de fuentes primarias de energía, combatir el cambio climático y fomentar el desarrollo sustentable de nuestro país, al aprovechar un recurso energético sin huella ambiental, que hasta la fecha ha sido prácticamente ignorado y que encierra un amplio potencial.

La energía geotérmica encierra múltiples ventajas y oportunidades, la más importante sobre otras renovables es que su utilización no está ligada a la intermitencia de ciclos naturales o condiciones climáticas, por lo que su utilización es continua y completamente confiable, por lo que las centrales geotérmicas proveen energía de base por su alto factor de planta.

Este tipo de energía puede responder a cualquier necesidad energética ya sea electricidad, acondicionamiento térmico o calentamiento de agua, además se puede alimentar a cualquier red de calor con costos de conversión estable y accesible, al no depender de ningún combustible expuesto a la volatilidad de precios en los mercados.

Además la producción de energía geotérmica es un proceso completamente limpio, sin gases de efecto invernadero o residuos radioactivos, por lo que con un adecuado manejo su huella ambiental es prácticamente nula. En este sentido, estos proyectos son susceptibles de financiarse a través de los mercados de carbono.

La disponibilidad de recursos geotérmicos de baja entalpía es una oportunidad que en México debe aprovecharse. En el mapa pueden apreciarse las zonas propicias para el aprovechamiento de los sistemas geotérmicos de alta, media y baja entalpía. Puede observarse que la geotermia de baja entalpía está disponible en prácticamente todo el mundo y nuestro país no es la excepción.



Fuente: Geothermie Perspective. ADEME y BRGM

Figura 23: Distribución de los Recursos Geotérmicos Mundiales

Sin embargo, como puede verse en la siguiente Tabla, el aprovechamiento de la geotermia de baja entalpia o de usos directos en México es todavía muy limitado:

País	Capacidad MWt	Uso Anual TJ/año
Argentina	307.5	3,906.7
Francia	1,345	12,929
Alemania	2,485.4	12,764.5
México	155.8	4,022.8
Noruega	3,300	25,200
Venezuela	0.7	14
Mundo	50,583	438,071

Fuente: Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review

Tabla 1: Aprovechamiento térmico en usos directos

Por otro lado, ya que las aplicaciones de baja entalpía involucran recursos disponibles a pocas profundidades, las inversiones requeridas y el riesgo inicial es menor que en aplicaciones de alta entalpía.

Otra oportunidad que se presenta con la geotermia de baja entalpía es la posibilidad de contar con sistemas de generación distribuida que permitan el desarrollo regional y la generación de empleos a nivel local así como el fortalecimiento de nuevas cadenas productivas. Lo anterior disminuye las pérdidas de energía durante el transporte y distribución de electricidad.

Es importante destacar que una ventaja reciente en México en materia de energía renovable es la existencia de un marco legal que pone de manifiesto el interés del Gobierno Federal en desarrollar proyectos de energía renovable y la disponibilidad de recursos para impulsarlos.

En noviembre de 2008 se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, la cual tiene por objeto regular las fuentes renovables y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos al servicio público de electricidad, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos de financiamiento de la transición energética.

Con esta Ley se constituye el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que busca asegurar el financiamiento de proyectos que fomenten el desarrollo de la energía limpia en el país y contribuyan a alcanzar las metas establecidas por el Gobierno Federal. Se establece además, que para cada uno de los ejercicios fiscales del 2010 y 2011, el monto propuesto para la operación del fondo será de tres mil millones de pesos.

De esta forma, por primera vez en la historia de nuestro país se cuenta con una asignación de recursos gubernamentales para el fomento a la industria de energía renovable. Para garantizar su aprovechamiento de manera eficiente y maximizar sus beneficios, su asignación debe llevarse a cabo en función de prioridades y estrategias acordes a los objetivos sectoriales, así como a las rutas tecnológicas y los objetivos de cada industria, por lo que es muy importante que la geotermia de baja entalpía se encuentre dentro de estas prioridades. A pesar de estas ventajas, en México existen diversos obstáculos que han frenado el desarrollo de la energía geotérmica, particularmente de baja entalpía.

La falta de coordinación entre los actores involucrados en esta industria, provoca que los recursos económicos no se utilicen de manera eficiente, que se dupliquen esfuerzos, se desperdicien capacidades y se descuiden aspectos importantes de la industria, lo que se traduce en un rezago nacional en el tema e impide el aprovechamiento del gran potencial

existente y la derrama económica asociada. Existen otras barreras de tipo jurídico, institucional, ambiental y social.

Una de las barreras más importantes es la falta de conocimiento de la población sobre la aplicación y potencial de este tipo de energía. El temor sobre efectos negativos a la salud y a los ecosistemas, aunado a la desinformación al respecto ha causado un estancamiento en la industria geotérmica nacional.

Por otra parte, existen barreras administrativas en lo que se refiere a los permisos requeridos, falta difusión, claridad y celeridad en los procesos de otorgamiento. En lo que se refiere a permisos ambientales, es necesario presentar la Manifestación de Impacto Ambiental ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, proceso que puede tomar entre 6 y 12 meses, lo que puede alargar de manera significativa el desarrollo y el costo del proyecto.

Asimismo para todo proyecto de generación eléctrica es necesario tramitar ante la Comisión Reguladora de Energía el permiso correspondiente de acuerdo a las características del proyecto. Además es importante tener en cuenta los trámites requeridos de manera local, es decir con los municipios y los estados. No existe una guía que permita conocer los pasos que un inversionista debe seguir para la implementación de un proyecto.

Ya que el desarrollo de la geotermia en México ha sido llevado a cabo de manera exclusiva por la Comisión Federal de Electricidad, la formación de cuadros técnicos y especialistas ha sido limitada a dicha institución, por lo que fuera del capital humano formado al interior de la Comisión, no existen programas de formación que garanticen la transferencia de conocimientos a nuevas generaciones y fomente el interés en especializarse en temas de geotermia. En consecuencia, no existen programas de investigación sobre este tipo de energía, sus aplicaciones directas y el desarrollo de nuevas tecnologías que multipliquen su aprovechamiento. Además de la limitada información geológica y elevados costos para la obtención de nueva información.

Las barreras económicas representan un importante factor en los proyectos de geotermia frente a otras energías renovables, ya que desde la exploración se deben inyectar fuertes inversiones sin contar con la certeza de viabilidad del sitio. Sin embargo, cuando se trata de proyectos de baja entalpia las inversiones y el riesgo son menores, ya que estos recursos se encuentran en prácticamente todo el territorio nacional.

IV. Evaluación preliminar del potencial geotérmico de baja entalpía para la generación de electricidad a baja escala en la Península de Baja California.

En este capítulo se presenta una estimación del potencial geotérmico de la Península de Baja California, calculado con base en información de estudios previos disponibles para 11 zonas seleccionadas como regiones geotérmicas de interés, por presentar manifestaciones hidrotermales.

Es importante considerar que los estudios fueron desarrollados por diversas instituciones y los datos disponibles varían para cada zona. En algunos casos se cuenta solo con información geológica y geoquímica básica, en otros se tienen estudios a detalle que incluyen geofísica e incluso, perforaciones de pozos de gradiente y exploratorios.

En este sentido, fue necesario hacer suposiciones y estimaciones basadas en la experiencia y el conocimiento de la región, principalmente en ciertas zonas en las que la información era insuficiente.

El método de trabajo se basó en la investigación y la aplicación de modelos matemáticos y simulaciones probabilísticas, que se describen más adelante y que permitieron evaluar la capacidad de generación de energía eléctrica de cada zona, ya sea con turbinas de vapor o de ciclo binario.

Aunque las 11 zonas que se presentan no son una lista exhaustiva, si se trata de una selección de gran interés y de una primera aproximación del potencial geotérmico de baja entalpía de la Península, que permite visualizar la importancia de la región y justifica que se lleven a cabo futuros estudios y proyectos.

Método de trabajo para el estudio

El primer paso para la estimación del potencial geotérmico de la Península de Baja California, consistió en la recopilación de la información disponible sobre las zonas geotérmicas de mayor relevancia, para preparar fichas monográficas de cada una. Cada ficha incluye la localización de la zona, sus principales características geológicas y geotérmicas, así como los estudios que se han realizado previamente.

El segundo paso fue aplicar en cada una de esas zonas un modelo de tipo volumétrico (USGS y Heat in place) acoplado a una simulación Montecarlo, a partir de los parámetros específicos estimados para cada una de ellas, mismos que se incluyen en las fichas.

Mediante la aplicación de este modelo se estimó el potencial geotermoeléctrico individual de cada zona.

Modelo volumétrico con simulación Montecarlo

El modelo volumétrico, mejor conocido como método "USGS Heat in Place" propone una forma simple para estimar el potencial de un yacimiento, lo cual es muy útil en etapas tempranas del desarrollo de un proyecto geotérmico.

Para la aplicación de este método, se evalúa la cantidad de calor recuperable, determinando el calor disponible en el yacimiento y suponiendo que el recurso geotérmico (totalmente en fase líquida) se lleva hasta la superficie con una efectividad de recuperación R_g y luego es enfriado hasta temperatura ambiente (recuperación ideal).

$$q_{recuperable} = R_g q$$

$$q_{recuperable} = R_g V \cdot [\phi \rho_{agua} C_{p_{agua}} + (1 - \phi) \rho_{roca} C_{roca}] \cdot (T_{yacimiento} - T_{ambiente})$$

Donde q es el calor disponible, V el volumen total del yacimiento, ϕ la porosidad, ρ la densidad, C_p el calor específico a presión constante, C la capacidad calorífica y T la temperatura.

Cuando ya se conoce la cantidad de calor recuperable se podrá determinar de forma sencilla el potencial geotérmico en potencia eléctrica, al multiplicar por la eficiencia de la central y dividiendo este valor por el tiempo de explotación o vida útil del proyecto:

$$\dot{W}_{electrica} = \frac{q_{Recuperable} * \eta_{central}}{t}$$

Por lo tanto para evaluar de manera simple el potencial de un yacimiento, se requiere conocer por lo menos los siguientes parámetros:

1. Temperatura de yacimiento
2. Área de yacimiento
3. Espesor de yacimiento
4. Factor de recuperación (R_g)
5. Porosidad de roca
6. Densidad de roca
7. Capacidad calorífica de roca

8. Vida del proyecto
9. Temperatura de referencia

Algunos de estos parámetros pueden conocerse con precisión aceptable y otros se pueden estimar pero con gran incertidumbre; sin embargo, es importante recordar que los fenómenos subterráneos son siempre inciertos, lo que hace necesario acoplar el modelo volumétrico con simulaciones del método Montecarlo.

El método Montecarlo se aplica para concluir acerca del potencial geotérmico con un fundamento estadístico y probabilístico.

De forma simple, pretende encontrar la función de probabilidad del potencial geotérmico partiendo de variables aleatorias, esto es, evalúa la función a estudiar (Potencial geotérmico) con "n" escenarios diferentes seleccionados de manera aleatoria, asignando al azar un valor a cada variable en su dominio de pertenencia.

En este sentido, se tendrá una muestra aleatoria de los posibles resultados de la función Potencial geotérmico, lo que sugiere una distribución normalizada de resultados. Si se obtiene la media de la muestra, se encontrará el valor más probable de ocurrir; además se puede definir un intervalo de confianza con cierto rango de probabilidad para saber con mayor seguridad un rango en el que se podría encontrar el valor real. En otras palabras, uno puede definir un intervalo de 90%, por ejemplo, y tener confianza en que el valor real casi seguro caerá en el intervalo, esto último es muy útil para la toma de decisiones, pues se puede estimar el potencial mínimo y máximo para cierto caso de estudio.

La función del Potencial geotérmico de un campo, será una función analítica que depende de diversas variables (9 para este caso), como se desconoce el valor preciso de cada una, no es posible obtener un resultado único, pero se puede estimar un dominio de pertenencia y la distribución de probabilidad de ocurrencia para cada variable aleatoria. Con lo que se podrá definir una función que asocie bajas expectativas de ocurrencia y que gradualmente incremente las posibilidades al acercarse al valor esperado. Este tipo de función se puede aproximar a una función triangular a pesar de que se esperaría una función de distribución Normal, así entonces la función quedaría de la siguiente forma:

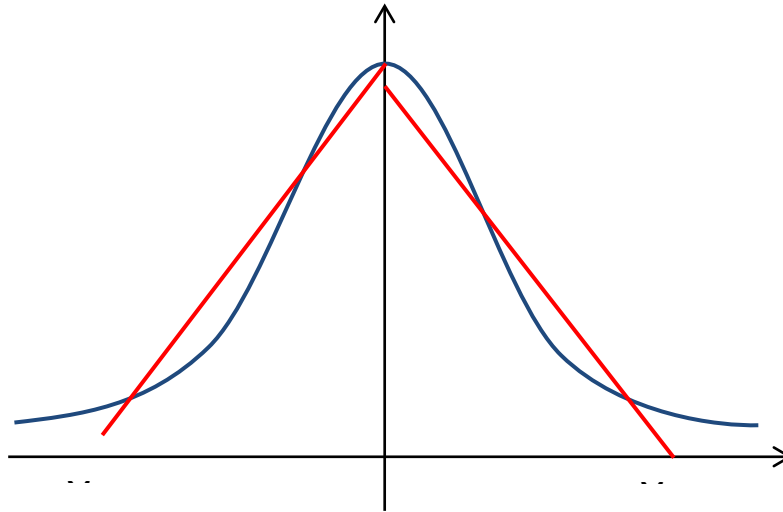


Figura 24: Función de probabilidad $p(x)$ para la variable aleatoria x , en el dominio de pertenencia x_{\min} - x_{\max}

Será necesario encontrar la función de probabilidad acumulada que es de mayor utilidad al usar el método en cuestión:

$$P(x) = \int p(x)dx$$

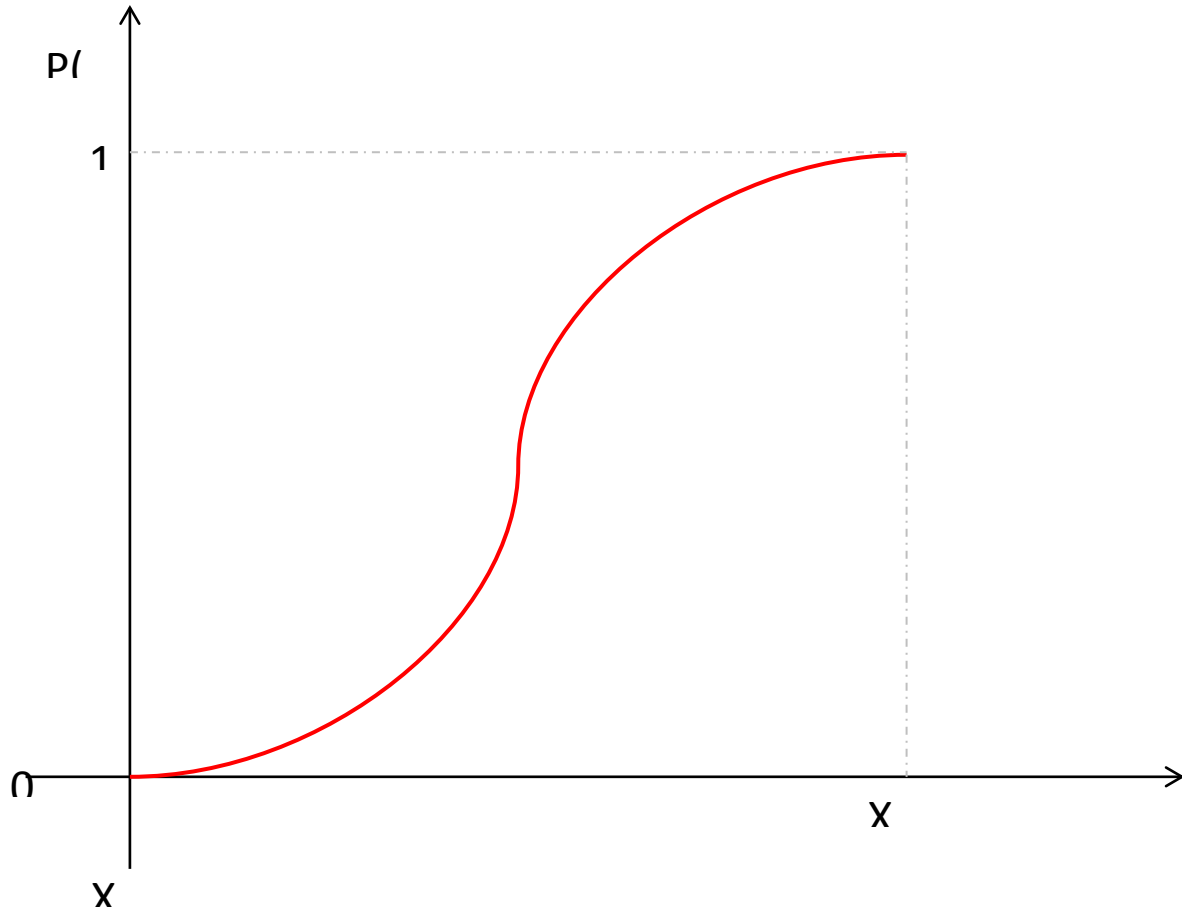


Figura 25: Función de probabilidad acumulada $P(x)$ para la variable aleatoria x , en el dominio de pertenencia $x_{min}-x_{max}$

Por lo tanto para cada valor de probabilidad acumulada (valor entre 0 y 1), se obtendrá un valor para la variable aleatoria X ; de manera análoga se debe definir la función de probabilidad acumulada para cada variable.

Lo que propone el Montecarlo es escoger al azar un número para cada variable y evaluar la función Potencial geotérmico, con lo que se tendrá una muestra, así sucesivamente se repetirán "n" ensayos aleatorios hasta tener un muestreo representativo de la población de la función estudiada, esta población seguirá una distribución Normal de Gauss y tendrá mayor precisión cuanto mayor sea la muestra "n". Finalmente se estará en condiciones de

analizar estadísticamente el muestreo y encontrar el valor más esperado de la función, la desviación de los resultados y un intervalo de confianza para cierta probabilidad.

El modelo fue aplicado para cada una de los 11 zonas identificadas en la Península de Baja California, proponiendo una función triangular de probabilidad a cada variable aleatoria y un rango de pertenencia entre un mínimo, un máximo y un valor más probable, estos parámetros fueron estimados con la revisión literaria y la experiencia del equipo de trabajo, el análisis de Montecarlo se realizó para este campo con un tamaño de muestra de 10,000 combinaciones aleatorias y se presenta como resultado, la potencia instalable con mayor probabilidad de ocurrencia, además un intervalo de confianza del 90% para concluir acerca del potencial mínimo y el máximo posibles con una buena certidumbre.

Descripción de las 11 zonas geotérmicas seleccionadas

A continuación se presentan las fichas descriptivas de cada zona geotérmica evaluada. Las fichas incluyen también los datos en los que se basó la aplicación del modelo para cada una de ellas:

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE BAJA CALIFORNIA

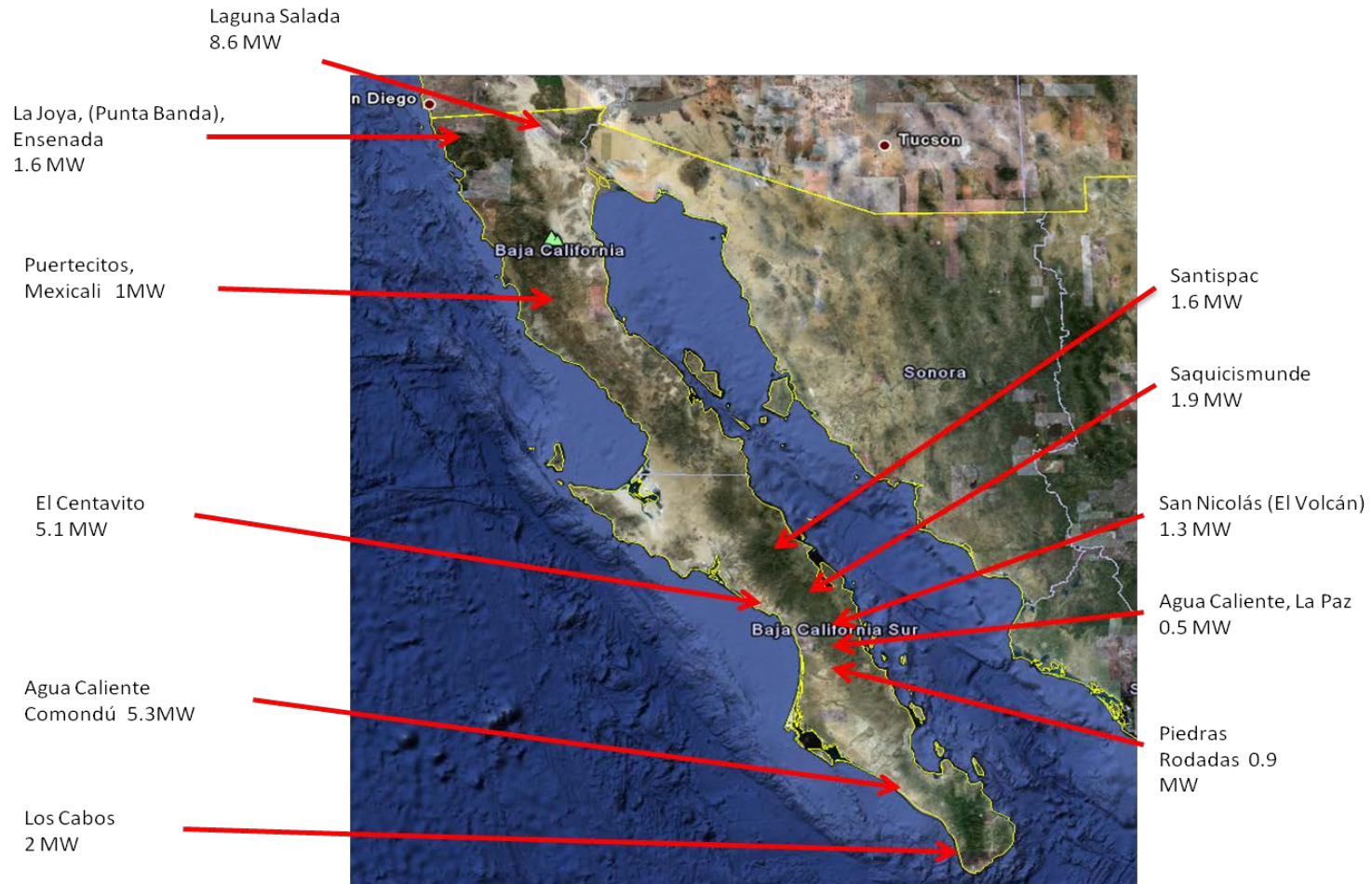


Figura 26: Localización de las 11 zonas geotérmicas seleccionadas

Resumen de zonas con recursos geotérmicos hidrotermales

En esta sección se presentan los parámetros utilizados en las simulaciones al aplicar el método de evaluación antes descrita y los resultados obtenidos.

En la Tabla 2 se muestra el valor probable del potencial geotermoeléctrico para ser aprovechado en cada zona, con las temperaturas de los estudios previos.

Se reporta el valor de potencial más probable, y el potencial mínimo y máximo para un intervalo de confianza del 90%, como se indica en cada una de las fichas siguientes.

Es importante subrayar que se trata de una primera aproximación al potencial real de la zona y que algunos parámetros han sido estimados, dejando cierta incertidumbre en los valores reales.

Tabla 2: Potencial Geotérmico en Baja California

Zona geotérmica	Potencial estimado en MW		Temperatura del Yacimiento (°C)		
	Modelo volumétrico*		Mínima	Esperada	Máxima
	Valor probable	Rango (90%)			
1. Agua caliente, Comondu	5.3	3-8	160	170	180
2. La Joya (Punta Banda), Ensenada	1.6	1-3	150	170	190
3. Santispac	1.6	1-2	120	145	170
4. El centavito	5.1	3-7	180	200	220
5. Los Cabos	2	1-3	140	160	180
6. Laguna Salada, Mexicali	8.6	5-12	160	170	180
7. Puertecitos, Mexicali	1	0.4-1.5	110	130	160
8. San Nicolás (El Volcán)	1.3	0.6-2	80	90	110
9. Sanquicisumunde	1.9	1-3	170	190	200
10. Piedras Rodadas	0.9	0.4-1.4	100	115	130
11. Agua Caliente, La Paz	0.5	0.2-0.8	80	100	120
Total	29.8				

La siguiente Tabla muestra los parámetros utilizados para determinar el volumen de los yacimientos en cada zona geotérmica. Los valores fueron estimados con base en la experiencia y conocimiento de la zona, por lo que deben tomarse con reservas. Sin embargo, permitieron realizar las simulaciones correspondientes y obtener una estimación preliminar del potencial de la Península.

Zona geotérmica	Área (km ²)			Espesor (km)		
	Mínima	Esperada	Máxima	Mínima	Esperada	Máxima
1. Agua caliente, Comondu	1.5	1.8	2.2	0.8	1.2	1.8
2. La Joya (Punta Banda), Ensenada	1	1.5	1.8	0.2	0.5	0.8
3. Santispac	1	1.5	2	0.3	0.6	0.9
4. El centavito	2	2.5	2.8	0.5	0.7	1
5. Los Cabos	1	1.5	1.8	0.3	0.7	1
6. Laguna Salada, Mexicali	2	2.5	3	1	1.5	2
7. Puertecitos, Mexicali	0.8	1.2	1.5	0.2	0.5	0.8
8. San Nicolás (El Volcán)	1	1.5	1.8	0.5	1	1.5
9. Sanquicisrunde	1	1.5	1.8	0.2	0.5	0.8
10. Piedras Rodadas	1	1.5	1.8	0.2	0.5	0.8
11. Agua Caliente, La Paz	0.8	1	1.2	0.2	0.5	0.8

Tabla 3: Parámetros utilizados en la evaluación del potencial en Baja California

Como se observa, el valor más probable del potencial geotermoeléctrico conjunto estimado en estas 11 zonas geotérmicas evaluadas con el modelo volumétrico-Montecarlo suma 29.8 MW.

Es importante tener en cuenta que las estimaciones se basan en los datos preliminares, indicados en las fichas correspondientes a cada zona geotérmica examinada, datos que en muchos casos son aproximaciones, por lo que el resultado en cada caso debe tomarse como una indicación de la magnitud de su probable potencial geotermoeléctrico pero no como definitivo. Para llegar a un resultado más preciso, es necesario evaluar cada zona de manera individual y, en su caso, completar los estudios faltantes.

Zona Geotérmica Agua Caliente Comondú

Localización

La zona termal de Agua Caliente, Municipio de Comondú, se ubica en las coordenadas geográficas 26° 14' 15" de latitud norte y 111° 24' 45" de longitud oeste; en el límite sureste del complejo volcánico Mencenares San Juan de edad Plioceno Superior a Pleistoceno Tardío.

Estudios Realizados

La zona cuenta con estudios geológicos de detalle, estudios geofísicos de resistividad con sondeos eléctricos verticales, geoquímica de aguas, así como un pozo de gradiente a 500 m de profundidad.

En la zona se identificaron cuatro eventos tectónicos, el primero del Mioceno Tardío y el último de orientación N-S se considera activo. Estos eventos fueron de movimiento lateral y de tipo distensivo; lo que favoreció un fracturamiento intenso de las rocas del subsuelo. El vulcanismo, como ya se mencionó es relativamente reciente, que pudiera dar lugar a la presencia de una fuente de calor remanente a profundidad, aunque no a una cámara magmática en proceso de diferenciación.

En la zona se localiza una poza de agua caliente con temperaturas reportadas de 38 a 59 °C; aflorando en rocas sedimentarias conocidas como terrazas marinas de edad Pliocuaternaria; en la intersección de una falla normal de rumbo N 41° W y una fractura de rumbo N 15° W. El agua es de tipo clorurado sódico, con la composición química siguiente:

NOMBRE	FECHA	Clave	Temp C	pH	Na	K	Ca	Mg	SiO2	Cl	SO4	HCO3	Cond μ S/cm
AGUA CALIENTE	01-oct-84	AG	59	7.66	1860	84	418	5.0	131	3699	147	43	1.11E+04

Tabla 4: Composición química del manantial Agua Caliente

Las temperaturas en °C calculadas con diferentes geotermómetros arrojan resultados congruentes y valores atractivos para un proyecto de generación eléctrica con turbinas de ciclo binario:

NOMBRE	Calcedonia cond	Cuarzo cond	Na-K-Ca	Na-K-Ca Mg corr	Na/K Fournier	Na/K Truesdell	Na/K (Giggenbach)	K/Mg (Giggenbach)
AGUA CALIENTE	128	153	144	144	157	115	176	135

Tabla 5: Geotermómetros calculados para el manantial Agua Caliente

El estudio geofísico de resistividad consistió de 15 sondeos eléctricos verticales (SEV). Se identificó un estrato eléctrico con resistividades de 10 a 200 ohm-metro que pudiera correlacionarse con la formación Comondú, donde estaría alojado el acuífero termal. El pozo de gradiente se perforó en 1997 a una profundidad de 500 m. Su terminación es la siguiente: de 0 a 10 m, tubería de revestimiento de 9 5/8"; de 10 a 500 m agujero descubierto de 8 1/2".

Se identificaron 4 unidades litológicas, a saber:

- 1) De 0 a 96 m terrazas marinas sedimentarias
- 2) De 96 a 301 m roca sedimentaria arcillosa
- 3) De 301 a 400 m arenisca fosilífera de matriz arcillosa
- 4) De 400 a 500 m conglomerado volcánico, en matriz arcillosa con fósiles.

Se recuperaron 3 núcleos, cuya descripción es la siguiente:

- 1) De 300 a 301.5 m, fragmentos de roca volcánica en matriz arcillosa, presenta alteración hidrotermal
- 2) De 416 a 419, roca sedimentaria de areniscas, no presenta fracturamiento y
- 3) De 497 a 500 m, roca sedimentaria de fragmentos volcánicos en matriz arcillosa, presenta escasa permeabilidad

A continuación se muestra el perfil de temperatura del pozo, al término de la perforación. La presión a fono de pozo fue de 44 Bar.

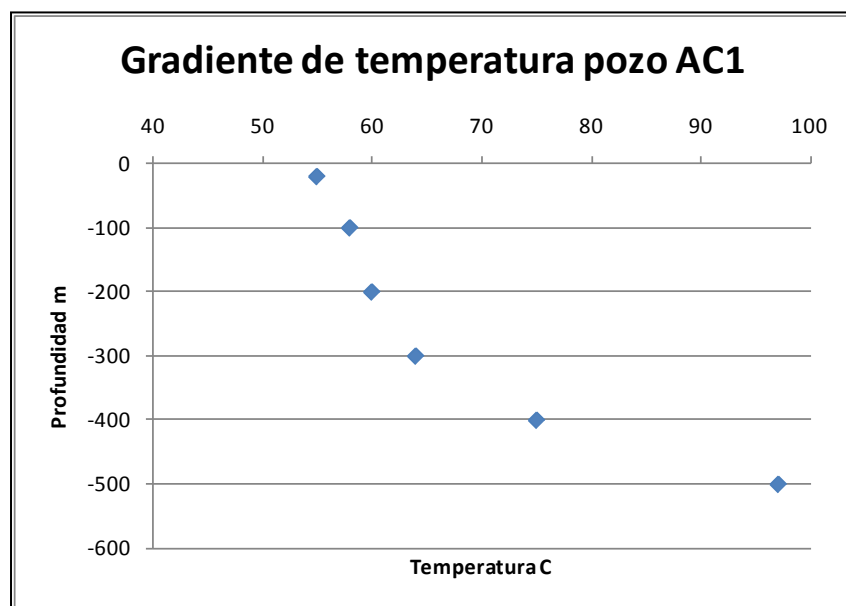


Figura 27: Perfil de temperatura del pozo

El perfil muestra claramente que el pozo se terminó en una zona donde el gradiente es alto. El gradiente de temperatura por debajo de los 300 m de profundidad es del 0.165 °C/m. Si consideramos que el gradiente en zonas geológicamente estables es de 0.01 a 0.03 °C/m; el gradiente del pozo es al menos 5.5 veces mayor. Esto es, el pozo penetró en un estrato impermeable, debajo del cual se puede ubicar el acuífero termal con temperaturas superiores los 97 grados medidos al fondo del pozo. A 480 m de profundidad, en los primeros estudios se obtuvo una temperatura de 118 °C.

Recomendaciones.

La zona de Agua Caliente es de las más atractivas para desarrollar proyectos geotérmicos. Entre las razones principales se encuentran las siguientes:

- 1) Se localiza en un lugar de fácil acceso
- 2) El perfil de temperatura del pozo es muy atractivo, así como la última medición al fondo del pozo, de 118 C. Si se extrapola el gradiente de temperatura de los últimos 200 m del pozo, se esperan temperaturas de 150° C a 700 m de profundidad.

Se recomienda llevar el pozo a 800 m de profundidad, aunque es posible terminarlo antes de alcanzar esta profundidad, si se presentan condiciones atractivas de temperatura y pérdidas de circulación de los fluidos de perforación. Las condiciones en que se terminó el pozo facilitan su profundización.

También es recomendable realizar un estudio de resistividad con sondeos TEM, pues las conclusiones de los estudios previos son muy limitadas. Este estudio se debería hacer después de haber profundizado el pozo y conocido sus condiciones geotérmicas.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 5.3 MW con una desviación estándar de 1 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 3 y 8 MWe.

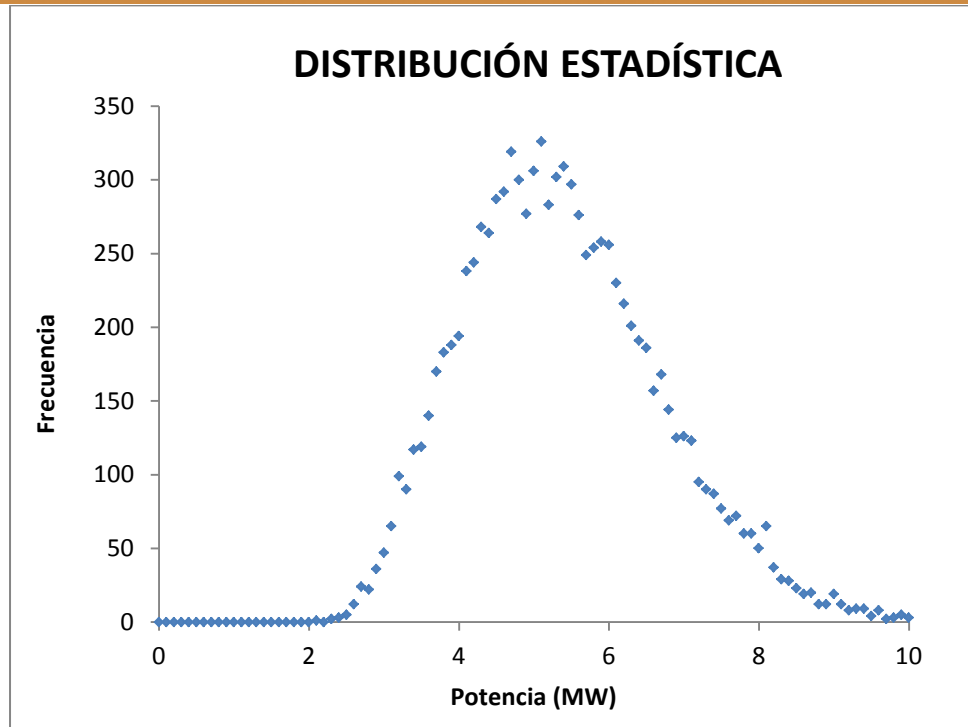


Figura 28: Resultados del modelo volumétrico para Agua Caliente Comondú

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Agua caliente, Comondu

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1.5	1.8	2.2
Espesor (km)	0.8	1.2	1.8
Temperatura yacimiento (°C)	160	170	180
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica La Joya, Ensenada

Localización

La zona se localiza al sur de la Bahía de Todos los Santos (Ensenada), en un rectángulo definido por las coordenadas UTM 520 000 a 560 000 y 3 490 000 a 3 530 000. La zona forma parte de la planicie costera de Todos los Santos con un área de 150 km², que incluye el valle del Maneadero y la ciudad de Ensenada. El área es un semigraben limitado a sur por la falla de Agua Blanca.

En orden de antigüedad las rocas que afloran en la zona son:

- 1) Formación Alisitos del Cretácico temprano constituida por andesitas
- 2) Batolito peninsular de tonalita y granodiorita, con edad de 110 a 120 Ma
- 3) Formación Rosario del Cretácico tardío, constituida por areniscas y conglomerados de origen marino
- 4) material aluvial del Cuaternario. El batolito aflora hacia el este de la planicie costera y alcanza profundidades del orden de 600 a 800 m hacia la bahía.

La zona de manantiales termales de La Joya se localiza en el sector sureste de Punta Banda que es un pilar estructural de la Formación Alisitos, resultante de la actividad tectónica que dio origen al sistema de fallas de orientación NW-SE, durante el Mioceno y Plioceno. Este sistema de fallas permanece activo actualmente.

Estudios Realizados

La actividad hidrotermal en Punta Maneadero está representada por manantiales submarinos con temperaturas que van de 102 a 109 °C y temperaturas calculadas con geotermómetros de hasta 220 °C. En el campo Agua Caliente se midieron temperaturas de 55 y 60 °C en dos norias con nivel estático a 1.5 m de profundidad. Por otra parte, en el campo La Joya se midieron temperaturas de 40, 49 y 70 en tres pozos y temperaturas calculadas con el mismo geotermómetro de 183, 192 y 218 °C. Las aguas son de tipo clorurado sulfatado. No se cuenta con los datos de concentración de los aniones mayores (Cl⁻, SO₄²⁻ y HCO₃⁻). A continuación se muestra la composición química de algunas muestras:

Nombre	Li	Na	K	Ca	Mg	SiO ₂	B	As	Rb	Cs
Pozo 2008	0.99	3590	189	841	262	113	8.32	0.244	0.831	0.213
Pozo Novelo 2008	1.04	2170	182	723	23.4	133	8.74	0.368	1.36	0.265
Pozo Novelo 2008	1.07	2230	184	730	24	137	9.04	0.367	1.37	0.266
La Joya 4 pozo	1.05	2200	163	708	7.71	43	9.08	0.014	1.21	0.269
La Joya 5 intermarea	0.66	5940	293	665	620	64	6.53	0.047	0.382	0.015
La Joya 6 AC3	1.07	4230	213	898	334	113	8.4	0.223	0.845	0.126
La Joya 7 AC3	1.13	3580	194	886	256	113	8.59	0.279	1.28	0.154

Tabla 6: Composición química de fluidos en La Joya, B.C

Las temperaturas estimadas con geotermómetros son las siguientes:

Nombre	Calcedonia cond	Cuarzo cond	Na-K-Ca	Na/K Fournier	Na/K Truesdell	Na/K (Giggenbach)	K/Mg (Giggenbach)
Pozo 2008	118	144	167	168	127	186	100
Pozo Novelo 2008	129	154	185	202	169	219	135
Pozo Novelo 2008	131	156	184	201	168	217	135
La Joya 4 pozo	64	95	178	193	157	209	150
La Joya 5 intermarea	85	114	175	163	122	182	100
La Joya 6 AC3	118	144	167	164	124	183	100
La Joya 7 AC3	118	144	168	170	130	188	101

Tabla 7: Geotermómetros calculados para diversos sitios en La Joya, B.C

Se cuenta con un levantamiento con el método audiomagnetotelérfico de fuente controlada (AMFC), que consistió en un perfil de 6 km a lo largo de la falla Agua Blanca. Los sondeos tuvieron una penetración en el terreno del orden de 700 m. En el sector medio de perfil se identificó un estrato conductor de 100 m de espesor, con valores de resistividad de 5 a ohm-m, que puede relacionarse con los rellenos aluviales del valle de Maneadero, saturados de agua. Por debajo de este, se encontró un estrato con resistividades de 32 a 50 ohm-m y espesores de 400 a 500 m, flanqueado a ambos lados por dos cuerpos muy resistivos (1000 a 5000 ohm-m) que se pueden relacionar con fallas de dirección N-S.

Adicionalmente, se realizó un estudio de tomografía eléctrica con arreglo dipolo-dipolo. Los resultados de este levantamiento son similares a los del audiomagnetotelérfico.

Por último, en el sector de La Joya se realizó un levantamiento gravimétrico y eléctrico (con sondeos transitorios electromagnéticos TEM) de detalle, con resultados de poca utilidad.

Recomendaciones

Las temperaturas geotermométricas son muy atractivas; conservadoramente se pueden esperar 150 °C a profundidad. Se cuenta con dos pozos someros que pueden usarse para pruebas de producción por varios meses que permitan determinar el potencial energético de la zona.

Un punto importante que es necesario investigar es la ubicación a profundidad de la zona de ascenso del fluido geotérmico (upflow); ya que esta puede estar en tierra firme o debajo de mar. Los estudios de resistividad pueden no ser adecuados, por la localización del proyecto en la faja costera, donde el agua de mar es un conductor potente.

Se recomienda llevar a cabo una prueba de producción de largo plazo, en uno de los pozos existentes en la zona, aprovechando la prueba para generar energía eléctrica.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 1.6 MW con una desviación estándar de 1 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 1 y 3 MWe.

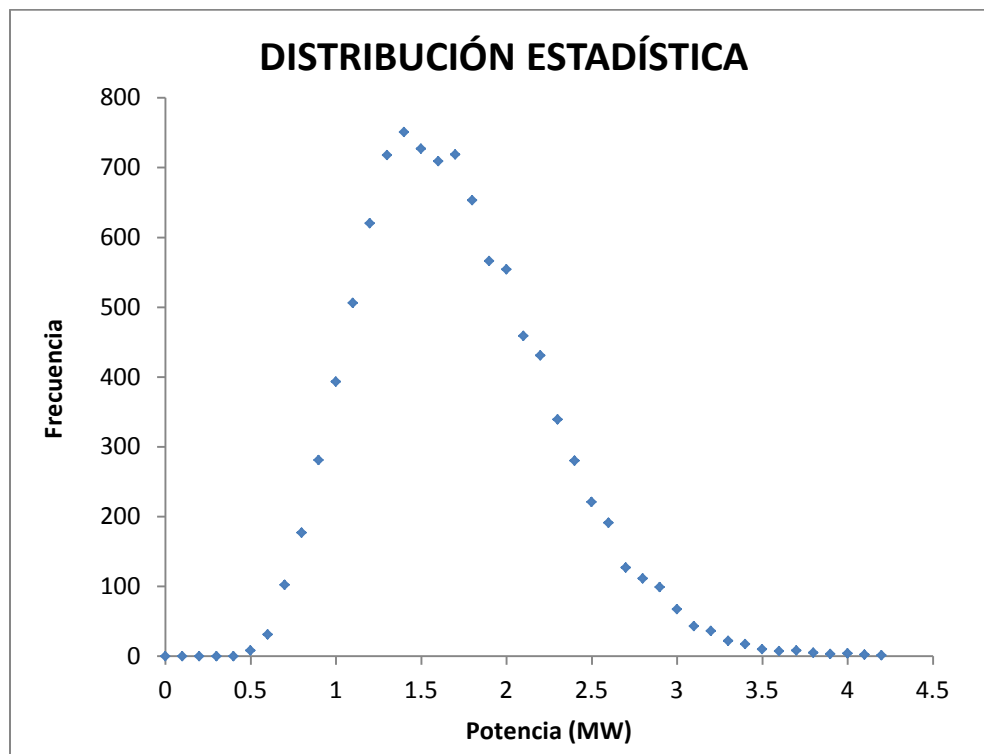


Figura 29: Resultados del modelo volumétrico para La Joya, Ensenada

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

La Joya, Ensenada

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1	1.5	1.8
Espesor (km)	0.2	0.5	0.8
Temperatura yacimiento (°C)	150	170	190
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica Santispac

Localización

La zona termal de Santispac, Municipio de Comondú, se localiza en la Bahía de Concepción, en las coordenadas geográficas 26°45' 45" de latitud norte y 111° 53' 37" de longitud oeste. El acceso a la zona es por la carretera federal Loreto Mulegé, que pasa cercan a las playas de Santispac y Concepción Posadas, donde se ubica la zona de interés.

En la zona afloran rocas volcánicas de la formación Comondú y materiales aluviales del Cuaternario. Existen dos sistemas estructurales principales. El primero es de dirección NW-SE y está constituido por fallas normales, producto de una tectónica distensiva relacionada con la apertura del Golfo de California; el segundo de dirección NE-SW, está constituido por fallas de movimiento lateral.

Estudios Realizados

En la playa Santispac existe un manantial de 44 C de temperatura, con la siguiente composición química en mg/l:

NOMBRE	FECHA	CLAVE	Temp C	pH	Na	K	Ca	Mg	SiO ₂	Cl	SO ₄	HCO ₃	Cond μS/cm
Santispac	11/06/1984	ST	44	7.87	7725	380	1360	326	120	16596	696	78	51600

Tabla 8: Geotermómetros calculados para el manantial en Santispac, BCS

El alto contenido de cloruros indica que se trata de agua de mar (concentración de cloruros promedio igual a 17500 mg/l), modificada por el termalismo. Las temperaturas geotermométricas en °C, se muestran en la Tabla 9 a continuación:

NOMBRE	Calcedonia cond	Cuarzo cond	Na-K-Ca	Na/K Fournier	Na/K Truesdell	Na/K (Giggenbach)	K/Mg (Giggenbach)
Santispac	122	148	173	163	122	181	117

Tabla 9: Geotermómetros calculados para el manantial de Santispac, BCS

Se identificó un estudio geofísico realizado por CFE consistente de 5 sondeos eléctricos verticales. Se detectó un estrato eléctrico con valores de resistividad de 2 a 6 ohm-m, que se correlaciona con la Formación Comondú, de rocas volcánicas saturadas de agua salada. Por debajo de éste, se detectó otro estrato con valores de resistividad de 40 a 165 ohm-m, que se correlaciona con el batolito granítico, aunque este no aflora en la zona.

En el año de 1997 la CFE perforó un pozo de gradiente a 500 m de profundidad. La litología está constituida casi enteramente de rocas andesíticas y andesítico basálticas de diferente textura, desde 0 a 500 m. Se cortaron dos núcleos:

- 1) Entre 202 y 205 m; se obtuvo una muestra de 68 cm, que es una roca de andesita vítrea, con escaso fracturamiento y alteración hidrotermal.
- 2) Núcleo de 80 cm, entre 497 y 500 m de profundidad; es un conglomerado de basalto en matriz arcillosa, con escaso fracturamiento y alteración.

Hubo pérdidas de circulación en cinco zonas:

- 1) a 40 m (16 m³/h)
- 2) a 95 m (6 m³/h)
- 3) a 120 m (2 m³/h)
- 4) a 202 m (4 m³/h)
- 5) a 240 m (2 m³/h)

El pozo quedó terminado con tubería de revestimiento de 9 5/8” de diámetro de 0 a 10 m; el resto está en agujero descubierto de 8 ½” de diámetro. El perfil de temperatura se muestra a continuación:

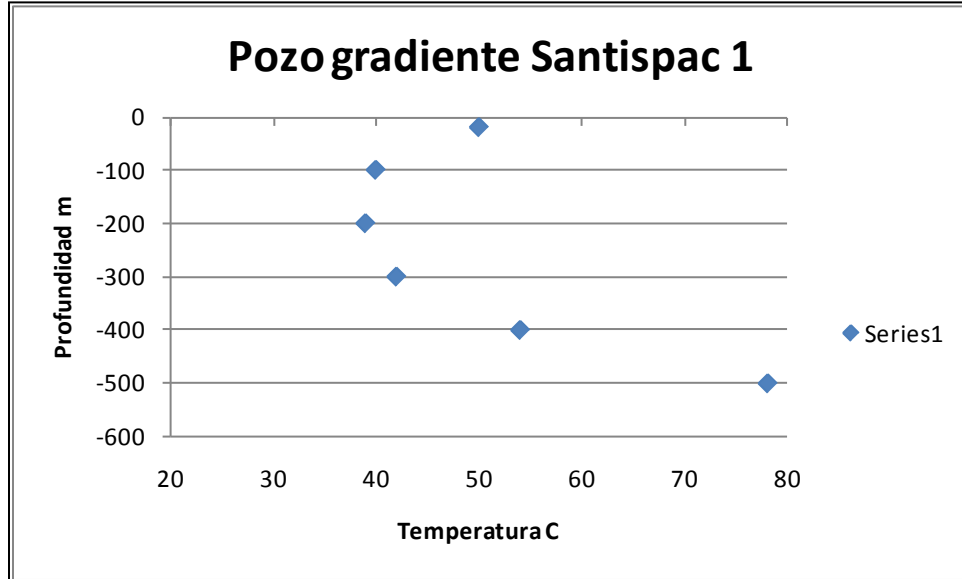


Figura 30: Perfil de Temperatura Pozo Santispac

El perfil muestra un flujo lateral muy somero de 50 °C. Por debajo de los 300 m el gradiente de temperatura es del orden de 0.18 C/m. Si consideramos que el gradiente en zonas estables de la corteza varía de 0.01 a 0.03 C/M, el gradiente del pozo es 6 veces mayor que el normal,.

Recomendaciones.

La zona de Santispac resulta muy atractiva. El pozo se terminó a una profundidad donde el gradiente de temperatura es 6 veces mayor que el normal. Este hecho y las estimaciones geotermométricas indican que, a profundidad se pueden esperar temperaturas superiores a 150 °C. Si el gradiente de los últimos 200 m del pozo es extrapolado, se alcanzaría esta temperatura alrededor de los 900 m, por lo que se recomienda llevarlo a dicha profundidad.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo, el campo presenta un potencial de 1.6 MW con una desviación estándar de 0.5 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 1 y 2 MWe.

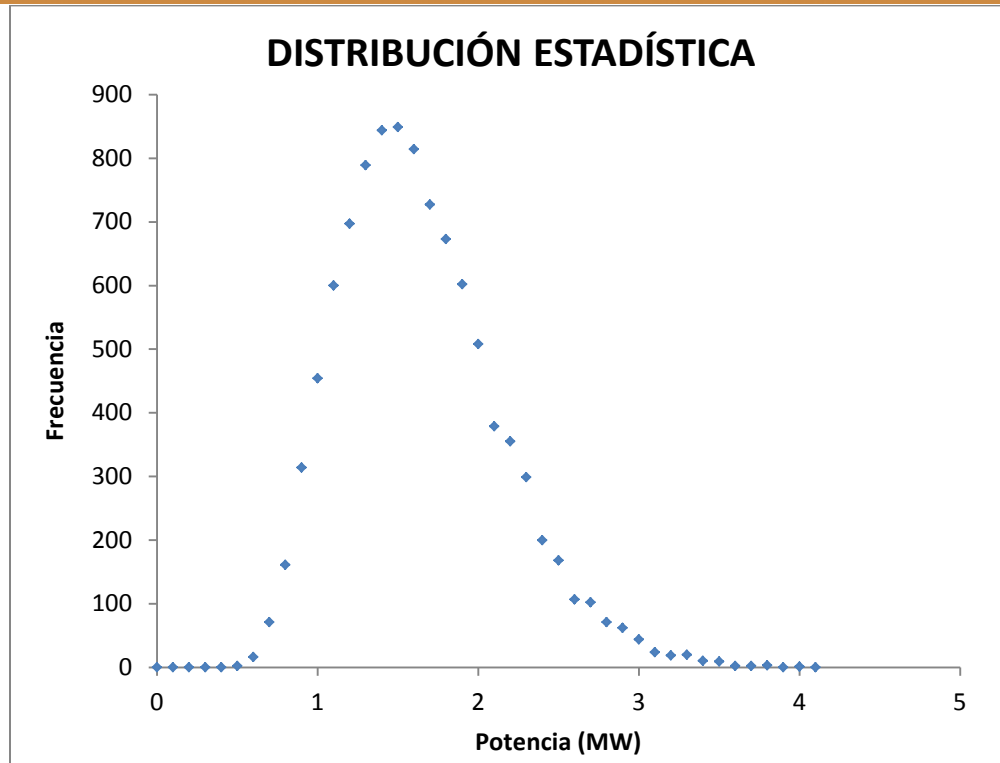


Figura 31: Resultados del modelo volumétrico para Santispac

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Santispac

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1	1.5	2
Espesor (km)	0.3	0.6	0.9
Temperatura yacimiento (°C)	120	145	170
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica El Centavito

Localización

La zona termal del Centavito, Municipio de Comondú, se localiza en la margen izquierda del valle de San Juan Bautista Londó, cercana al complejo volcánico Mecnarens San Juan de edad Plioceno Superior a Pleistoceno Tardío, en las coordenadas 26° 14' 23" de latitud norte y 111° 32' 06" de longitud oeste. Al lugar se tiene acceso por la carretera federal Loreto Mulegé; en el km 30 se localiza la ranchería de San Juan Bautista Londó de donde parte, hacia el E, un camino de terracería de 10 km hacia el rancho El Imposible y de ahí parte otro camino hacia el noreste que lleva a la zona de interés.

Estudios Realizados

En la zona existen dos pozos someros (60 m de profundidad) con temperatura de 42 C, sobre relleno de aluvión cuaternario. A una distancia de 1 a 2 km se localiza el afloramiento de un intrusivo graniorítico Cretácico conocido como El Centavito; en las cercanías existen otros dos afloramientos del mismo intrusivo conocidos como El Tercer Divisadero y El Imposible.

Con el estudio estructural se identificaron tres alineamientos estructurales:

- 1) De dirección N 55° E, conocido como El Arroyo, con desnivel en la margen izquierda
- 2) Una estructura de rumbo NW-SE, denominada falla Divisadero, con un echado de 80° hacia el NE, esta estructura afecta a los intrusivos del Divisadero e Imposible
- 3) La falla El Imposible de dirección N 35° W, con inclinación de 85° hacia el NE y que corta el intrusivo del mismo nombre. En el intrusivo del Centavito no se observa un fracturamiento bien definido.

En El Imposible se localiza un manantial de 46 °C de temperatura y de 2450 μS/cm de conductividad eléctrica de tipo clorurado sódico. El agua de los pozos el Centavito también es de tipo clorurado sódico, similar a la del manantial. No se cuenta con información detallada de la composición química de estas manifestaciones. La concentración de cloruros varía de 308 a 458 mg/l y la concentración de Boro de 6.6 a 30 mg/l. Las temperaturas geotermométricas calculadas son las siguientes:

NOMBRE	Calcedonia cond	Cuarzo cond	T Na-K-Ca	T Na/K Gigenbach	T K/Mg Gigenbach
Imposible	104	132	159	181	97
Centavito 1	113	140	215	258	119
Centavito 2			218	262	115

Tabla 10: Geotermómetros calculados para el manantial El Centavito, BCS

El estudio geofísico consistió de 15 sondeos eléctricos verticales. Se identificó un estrato eléctrico con resistividades de 2 a 7 ohm-metro que pudiera correlacionarse con la formación Comondú, donde se alojaría el acuífero termal. Por debajo de este estrato se detectó otro con resistividades de 100 a 800 ohm-metro que se correlacionaría con el intrusivo granítico.

El pozo de gradiente se perforó en 1997 a una profundidad de 500 m. Está terminado con tubería de 7" de 0 a 500 m, parcialmente ranurada en diferentes intervalos. Se identificaron dos unidades litológicas:

- 1) Depósitos de aluvión y conglomerados de 0 a 186 m
- 2) Aglomerados volcánicos de la Formación Comondú, con fragmentos de granodiorita, de 186 a 500 m.

Se obtuvo un núcleo de 60 cm a la profundidad de 497 a 500 m, constituido por bloques de granito de biotita y fragmento de rocas volcánicas.

La presión de fondo del pozo fue de 50 Bar, lo que indica que la columna de agua llega hasta el brocal del pozo. El perfil de temperatura es el siguiente:

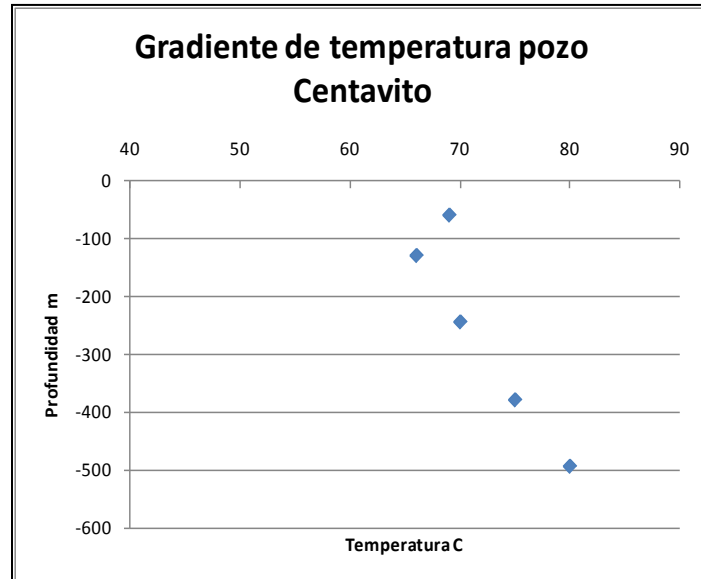


Figura 32: Perfil de Temperatura Pozo Centavito

Este perfil sugiere un flujo lateral somero de agua caliente a los 60 m de profundidad; después se tiene un perfil típicamente conductivo con un gradiente del orden de 0.038 C/m, ligeramente mayor que el gradiente en zonas geológicamente estables que es de

0.01 a 0.03 C/m. Estos resultados sugieren que el pozo se perforó en una zona marginal del supuesto acuífero termal, en una zona de flujo lateral somero de agua caliente.

Recomendaciones

Las temperaturas geotermométricas de esta zona están, entre 220 y 260 °C. Son las más atractivas de todas las zonas analizadas. Sin embargo, los resultados del pozo no son alentadores ya que aunque la temperatura en los primeros metros es cercana a los 70 °C, el gradiente de temperatura por debajo de los 100 m es apenas superior al normal. Para alcanzar una temperatura de 150 °C, con ese gradiente, habría que profundizar el pozo a más de 2000 m.

Se recomienda localizar un nuevo sitio de perforación, ya que el actual parece estar localizado en una zona marginal del supuesto yacimiento geotérmico. Para poder dar una localización confiable, es necesario realizar una campaña de sondeos TEM para conocer la estructura eléctrica del subsuelo.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 5.1 MW con una desviación estándar de 1 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 3 y 7 MWe.

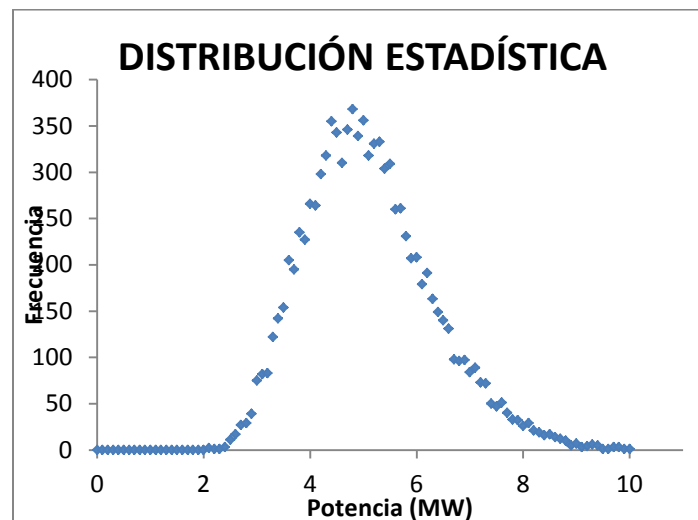


Figura 33: Resultados del modelo volumétrico para El centavito

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

El centavito

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	2	2.5	2.8
Espesor (km)	0.5	0.7	1
Temperatura yacimiento (°C)	180	200	220
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica Los Cabos

Localización

En Cabo San Lucas, sobre la línea costera, se localizan dos pozos termales y uno más en Cabo San José. En esta zona aflora el batolito de la Península de Baja California, constituido por graniodoritas y tonalitas del Mioceno. La tectónica de tipo extensional del área está relacionada con la apertura del Golfo de California, lo que da origen a fallas normales lístricas de orientación NNW-SSE. Entre los pozos calientes de San Lucas y los fríos de ese sector se localiza una falla.

Estudios Realizados

La composición química de las aguas muestreadas en la zona, por A. López Sánchez y otros en 2006, se presenta en la siguiente Tabla 11:

Nombre	Fecha	Código	Temp		pH	Na	K	Ca	Mg	SiO ₂	Cl	SO ₄	HCO ₃	Cond µS/cm	del 180	del D
			C													
San Lucas	abr-06	SL1	25	6.9	290	14.1	27	47.1	4.3	1279	105	372	1700	-9.1	-65.9	
San Lucas	abr-06	SL2	22	6.4	722	35	32	59	12.6	1826	200	279	3530	-9.2	-65.9	
San Lucas	abr-06	SL4	42	5.6	5070	283	1210	75	173.9	9132	625	93	28200	-5.8	-37.2	
San Lucas	abr-06	SL5	72	5.7	9820	631	2430	69.6	240.2	15708	650	93	49600	-0.7	-12.8	
San Carlos	abr-06	SJ6	36	7.3	1090	33	190	83.7	25.9	2557	500	325	6750	-8.6	-59.8	
Mar	abr-06	M7	25	7.8	11176	487	392	1400	0	18744	2554	98		-0.3	0.3	

Tabla 11: Composición Química de manantiales en la zona de Los Cabos, BCS

Todas las muestras, incluyendo los pozos fríos, son de tipo clorurado sódico; la muestra SL-5 contiene un alto porcentaje de agua de mar, del orden del 80%. Las temperaturas en °C estimadas por geotermómetros, de los pozos termales, se muestran a continuación:

Nombre	Calcedonia cond	Cuarzo cond	Na-K-Ca	Na/K Fournier	Na/K Truesdell	Na/K (Giggenbach)	K/Mg (Giggenbach)
San Lucas 4	148	171	173	172	132	190	131
San Lucas 5	174	194	187	182	144	199	160
San Carlos 6	42	74	119	132	87	152	70

Tabla 12: Geotermómetros calculados para los manantiales de la zona de Los Cabos, BCS

Asimismo se realizó un muestreo en la zona conocida como La Desaladora, en Cabo San Lucas, con los resultados siguientes:

Nombre	UTM oeste	UTM norte	Temp C	pH	SiO ₂	Cl	F	SO ₄	HCO ₃	NH ₄	Cond μ S/cm
LC-4	605029	2530312	47	5.6	174	9132	1.7	625	93	6.3	28200
LC-5	604579	2530312	72.1	5.7	240	15708	6.9	650	93	8.2	49600
LC-6	643337	2554067	40.7	7.3	25.9	2557	2.9	500	325	0.1	6750
LC-9	604518	2530791	85	6.45	123	15342	6	525	74	8.25	45800
LC-10	604769	2530640	73.9	6.75	75	8037	3.8	425	93	4.1	25800

Tabla 13: Composición química de fluidos en pozos de La Desaladora, Cabo San Lucas, BCS

Las temperaturas en °C estimadas con geotermómetros son como sigue (suponemos que la temperatura Na-K (1) se refiere a la fórmula de Fournier y Na-K (2) a la de Giggenbach):

Nombre	Na-K (1)	Na-K (2)	SiO ₂
LC-4	172	190	171
LC-5	182	199	193
LC-6	132	152	73
LC-9			149
LC-10			122

Tabla 14: Geotermómetros calculados para pozos de La Desaladora, Cabo San Lucas, BCS

No se tiene conocimiento de estudios geofísicos en esta zona.

Recomendaciones.

Las temperaturas geotermométricas son atractivas. La salinidad indica que las manifestaciones y pozos descargan agua de mar en un porcentaje elevado, más del 75%. Se recomienda realizar unos pocos sondeos TEM de prueba para conocer la respuesta eléctrica del subsuelo en presencia del agua de mar. En caso de obtener resultados confiables, realizar una campaña más extensa. Paralelamente se puede realizar una campaña de medición de temperatura en pozos someros, de orden de 0.5 a 1 m de profundidad, con algunos sondeos más profundos, a 20 m, para identificar el tamaño de la anomalía. En este caso, como en el de La Joya y Santispac, un problema técnico a resolver es la identificación de la zona de ascenso del fluido termal, que puede estar localizada en tierra o en el mar.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 2 MW con una desviación estándar de 1 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 1 y 3 MWe.

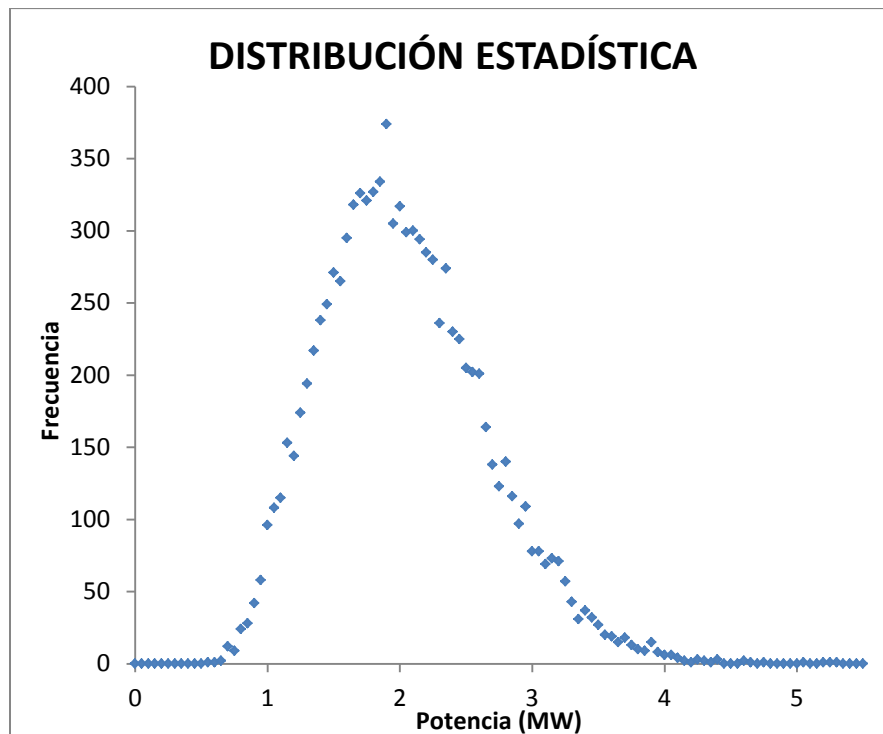


Figura 34: Resultados del modelo volumétrico para Los Cabos

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Los Cabos

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1	1.5	1.8
Espesor (km)	0.3	0.7	1
Temperatura yacimiento (°C)	140	160	180
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica Laguna Salada, Mexicali

Localización

La zona se localiza al NW de la península de Baja California, haciendo frontera con el Valle Imperial de los Estados Unidos. El acceso a la zona es por la carretera Mexicali Tijuana, aproximadamente en el km 35. Tiene una anchura media de 20 km y una longitud, en dirección NNW, de cerca de 100 km. Está limitada al oriente por la Sierra de Cucapá constituida por rocas metasedimentarias, probablemente del Paleozoico, intrusionadas por el Batolito granítico de la Península de edad Miocénica. Hacia el poniente está limitada por la Sierra de Juárez, compuesta por rocas similares a las de la Sierra Cucapá. Algunos autores han propuesto la existencia de una cueca “pull-apart” asociada a la Falla laguna Salada.

La zona está localizada en el extremo NW de una región que estuvo sujeta a una tectónica extensional y actividad volcánica durante el Mioceno. Como resultado de esta tectónica la zona es un semigraben con un relleno de depósitos sedimentarios del Terciario y Cuaternario, cuyo espesor es del orden de 900 m hacia el SW y de más de 2400 m hacia el E.

Estudios Realizados

Se cuenta con estudios gravimétricos y magnetométricos. En el año de 1992, CFE realizó un estudio de termometría somera. Hacia el nororiente de la Laguna, en la localidad

conocida como Agua Caliente, donde existe un manantial de 36 °C, se midieron los mayores valores de temperatura que se muestran en la Tabla 15 siguiente. En algunos de los sondeos se muestreó el agua. A continuación se muestran los resultados del análisis químico de las aguas de los sondeos en Agua Caliente:

Nombre	Fecha	Código	Temp C	pH	Li	Na	K	Ca	Mg	B	Cl	SO4	HCO3	As	Rb	Cs	Cond $\mu\text{S/cm}$
LS-1	mar-93	LS1	87	7.1	4.6	5675	303	1600	30	5.4	12344	190	33.3	1.2	2.2	0.7	29200
LS-2	mar-93	LS2	82	7	4.4	5475	275	1675	97.5	4.8	12344	326	19.5	1.4	1.5	0.5	28900
LS-3	mar-93	LS3	77	7.1	2.3	3000	158	718	95	2.3	5624	527	54.5	1	0.69	0.4	15100
LS-4	mar-93	LS4	91	7.3	4.3	5400	265	1425	32.5	4.3	10883	183	36	1.1	1.9	0.5	27300
LS-60	mar-93	LS60	40	8.1	2.8	4975	47.5	645	145	2.9	8499	233	65.5	1.2	0.12	0.4	22100
LS-80	mar-93	LS80	27	9.3	0.05	122	3.6	5.7	1	0.14	99	37.8	57.8	0.1			619
AGUA CALIENTE	mar-93	AG	36	7.8	4.6	5875	305	1750	47.5	5.3	12636	326	73.4	1.1	2.5	0.6	31100

Tabla 15: Composición química de fluidos en pozos de Laguna Salada, BC

Las temperaturas estimadas con geotermómetros son:

Nombre	Na-K-Ca	Na/K Fournier	Na/K Truesdell	Na/K (Giggenbach)	K/Mg (Giggenbach)
LS-1	171	169	129	187	148
LS-2	166	164	124	183	126
LS-3	166	168	127	186	109
LS-4	166	163	122	181	142
LS-60	100	74	24	96	73
LS-80	95	131	85	151	70
AGUA CALIENTE	169	167	126	185	141

Tabla 16: Geotermómetros calculados para pozos de La Laguna Salada, BC

Recomendaciones.

Los pozos exploratorios profundos perforados por CFE mostraron un gradiente de temperatura cercano al normal, lo que no hace atractiva la zona. Sin embargo, en la localidad del manantial de Agua Caliente se midieron temperaturas que van de 77 a 91 °C en varios sondeos someros. Las temperaturas estimadas por geotermómetros del manantial y del agua de los sondeos varían de 130 a 187 °C, lo que hace interesante esta localidad. Se recomienda realizar estudios geofísicos de detalle en esta localidad, al menos, una campaña de sondeos TEM.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 8.6 MW con una desviación estándar de 2 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 5 y 12 MWe.

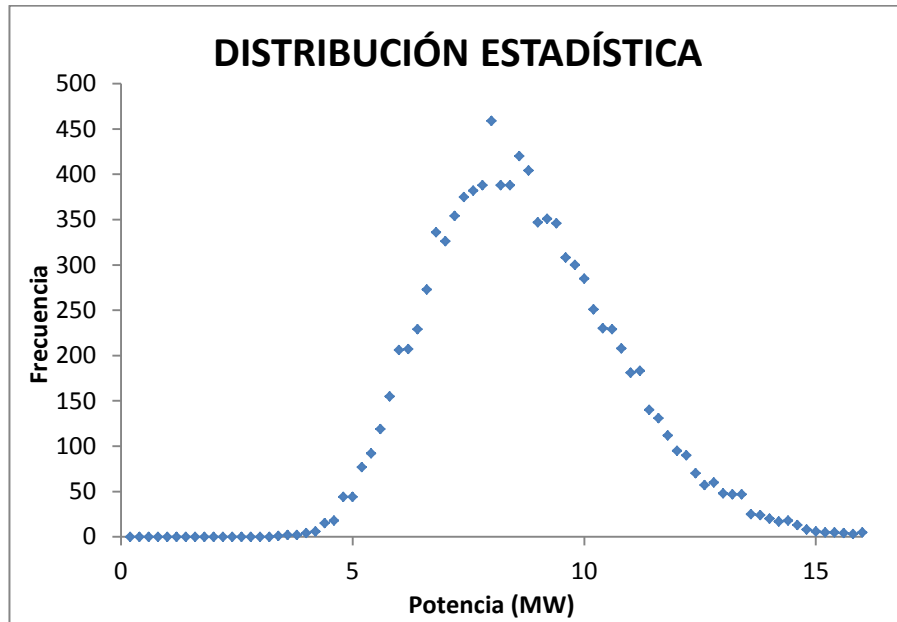


Figura 35: Resultados del modelo volumétrico para Laguna Salada, Mexicali

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Laguna Salada, Mexicali

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	2	2.5	3
Espesor (km)	1	1.5	2
Temperatura yacimiento (°C)	160	170	180
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica Puertecitos, Mexicali

Localización

La zona se ubica 78 km al sur del Puerto de San Felipe, en la línea costera, en el cruce de las coordenadas geográficas 30° 21' 00" de latitud norte y 114° 38' 10" de longitud oeste. Se llega a la zona por la carretera estatal San Felipe Puertecitos.

Estudios Realizados

El basamento geológico está constituido por rocas graníticas y metasedimentarias del Cretácico; sobreyace, a este, una sucesión de rocas dacíticas y andesíticas del Mioceno. A continuación se encuentra una secuencia de domos riolíticos e ignimbritas del Plioceno y, por último, sedimentos arcillosos y arenosos del Plio-Pleistoceno. En la zona de manifestaciones y a lo largo de la pequeña península de Puertecitos se identificó un amplio fracturamiento de orientación NE-SW y NNW-SSE. Las estructuras NE-SW no muestran actividad hidrotermal y están rellenas por material de alteración.

La actividad hidrotermal consiste de manantiales en la playa, con temperaturas de 55 a 66 C. Emergen en rocas piroclásticas ácidas que muestran alteración hidrotermal. Las aguas son de tipo clorurado sódico, con concentraciones de cloruros que varían de 11227 a 17240 mg/l. Este último valor es prácticamente igual al del agua de mar. No se tienen datos confiables de geotermometría.

Se realizó un levantamiento gravimétrico que indica que el basamento riolítico se localiza a unos 200 m de profundidad. Se realizaron también 24 sondeos TEM (transitorio electromagnético). El resultado más significativo es la presencia de un estrato de muy baja resistividad y considerable espesor. El valor promedio de la resistividad es de 1.7 ohm-m y el espesor varía de 266 a 500 m. En la porción NE y central de la zona se detectó la cuña de intrusión de agua de mar.

Con los datos de 4 sondeos MT (magnetoteléxico) se obtuvo el siguiente modelo de estratos eléctricos: 1) El basamento con resistividades del orden de 100 ohm-m, que se correlaciona con el granito, a una profundidad que varía, de oeste a este, de 600 a 1150 m. Sobre este resistivo se identificó un estrato conductor, con resistividades del orden de 5 ohm-m, que se extiende indefinidamente hacia el este y se correlaciona con las rocas andesíticas del Mioceno.

En septiembre de 1996 se llevó a cabo una campaña de medición de temperatura superficial en la zona. Para ello se realizaron 30 perforaciones a 50 cm de profundidad, distribuidas en 3 líneas y con separaciones entre pozos de 25 a 100 m. Como resultado se

obtuvo un valor máximo de 33 °C hacia el norte del poblado y una anomalía abierta de 48 °C hacia el sur del poblado.

No se cuenta con información geoquímica detallada.

Recomendaciones

Esta zona es similar a las de La Joya y Los cabos, por su localización costera. Es necesario definir en alguna de estas zonas las mejores técnicas geofísicas de exploración, teniendo en consideración la proximidad del mar.

Se recomienda un muestreo geoquímico de manantiales y de los sondeos para medición de temperatura.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 1 MW con una desviación estándar de 0.3 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 0.4 y 1.5 MWe.

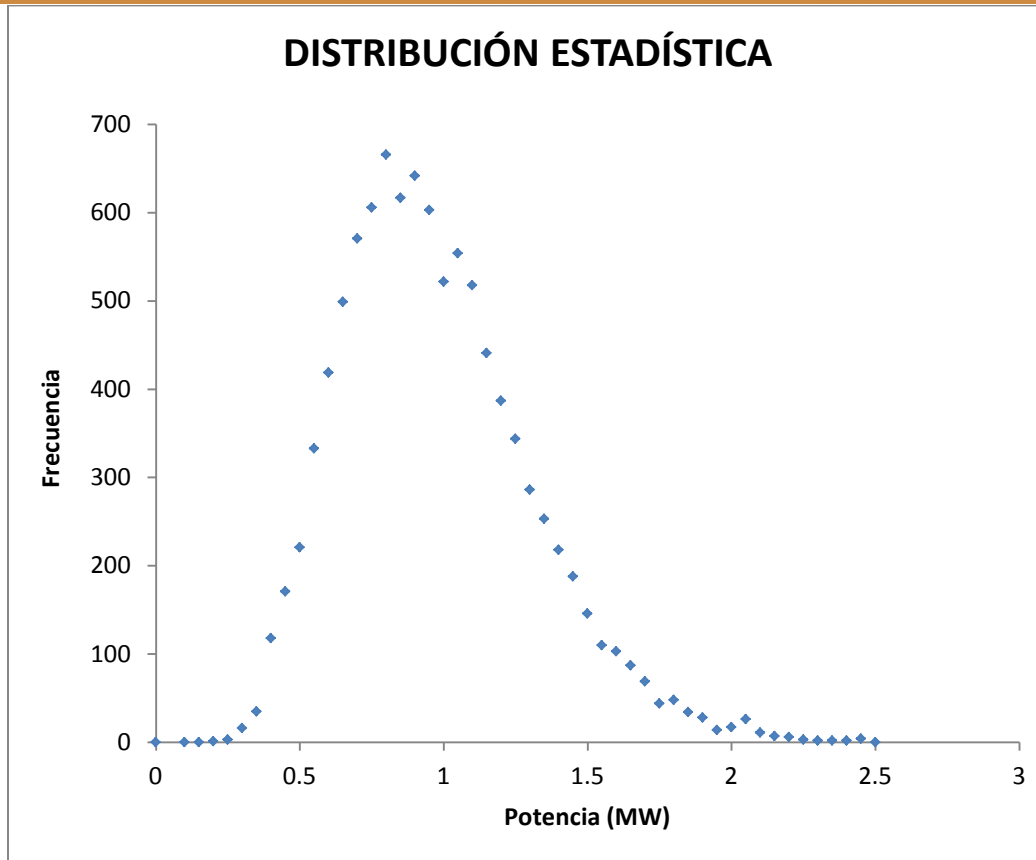


Figura 36: Resultados del modelo volumétrico para Puertecitos, Mexicali

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Puertecitos, Mexicali

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	0.8	1.2	1.5
Espesor (km)	0.2	0.5	0.8
Temperatura yacimiento (°C)	110	130	160
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica San Nicolás (El Volcán)

Localización

La zona está ubicada a 60 km al noroeste de Loreto, en el municipio de Comondú, en el cruce de las coordenadas geográficas 26° 27' 30" de latitud norte y 111° 33' 30" de longitud oeste. El acceso es a través de la carretera federal Loreto Mulegé; del km 62 donde se encuentra la ranchería del Rosario, parte una brecha hacia San Nicolás y 4 km antes de llegar al poblado se localizan las manifestaciones termales.

Estudios Realizados

En la zona afloran rocas andesítico basálticas del Plioceno que sobreyacen a la Formación Comondú. La actividad hidrotermal consiste de 17 manifestaciones que comprenden fumarolas con temperaturas de 75 a 82 °C, suelos vaporizantes y áreas húmedas con temperaturas de 55 a 66 °C. Estas manifestaciones están asociadas a vetas de yeso y sílice con una dirección predominante N-S. Las fallas y fracturas aprovechadas para el emplazamiento de las vetas están reactivadas por la neotectónica de la Península. Se considera que el hidrotermalismo está causado por esta neotectónica.

Se cuenta con los datos del muestreo químico de una de las fumarolas de la zona (% molar):

Nombre	Fuente	Fecha	CO2	H2S	NH3	Ar	N2	H2	He
San Nicolás	Fumarola	oct-86	64.67	2.22	0.25	5.97	25.25	2.50E-03	2.25E-03

Tabla 17: Composición química de gases en fumarola de San Nicolás, BCS

La composición química de los gases es típica de sistemas hidrotermales. Como está contaminada con aire, no es útil para estimar temperaturas.

No se cuenta con más información de la zona. Se recomienda un estudio de resistividad con sondeos TEM para ubicar pozos exploratorios de gradiente.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 1.3 MW con una desviación estándar de 0.4 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 0.6 y 2 MWe.

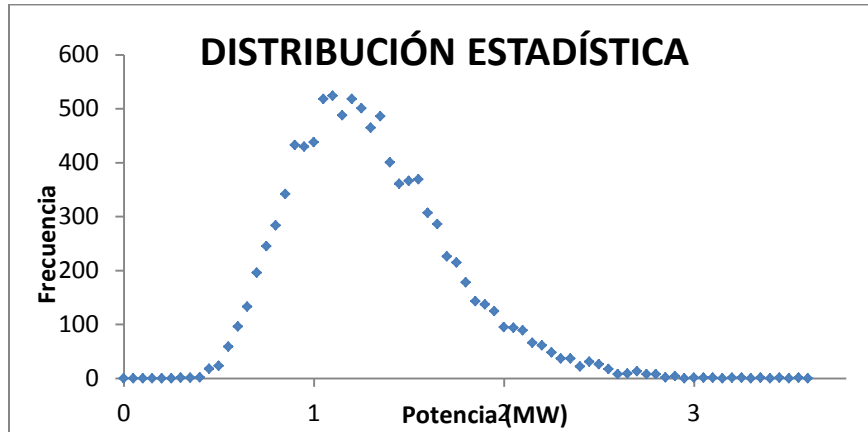


Figura 37: Resultados del modelo volumétrico para San Nicolás (el volcán)

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

San Nicolás (el volcán)

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1	1.5	1.8
Espesor (km)	0.5	1	1.5
Temperatura yacimiento (°C)	80	90	110
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica De Sanquicisunde

Localización

Se localiza 56 km al NNW de la ciudad de Loreto, en el municipio de Comondú, en el cruce de las coordenadas geográficas 26° 28' 26" de latitud norte y 111° 27' 58" de longitud oeste. El acceso es a través de la carretera federal Loreto Mulegé; aproximadamente en el km 46 se tiene un camino de terracería hacia el oriente en dirección a las playas de San Juanico; a partir de este punto se llega por lancha a la zona, situada a unos 10 km al N.

Estudios Realizados

Hay varios manantiales con temperaturas de 69 a 72 °C, los cuales afloran a lo largo de la playa cuando la marea está baja. A 150 m al oeste de los manantiales, se localiza un sector de arcillas húmedas y vaporizantes, con temperaturas del orden de 46 °C.

Las manifestaciones termales están asociadas a derrames basálticos cuaternarios, que sobreyacen a la Formación Comondú; así como a un fallamiento normal casi N-S. A una distancia de 5 km al norte de la zona se localizan unos domos riolíticos, conocidos como Punta Púlpito, con edad de 0.5 Ma. Se desconoce si existe relación entre estos domos y la actividad hidrotermal de Saquicisumunde. El termalismo pudiera estar relacionado con la actividad neotectónica de la Península.

La composición química de algunos de los manantiales se presenta a continuación:

Nombre	Fecha	Código	Temp		Li	Na	K	Ca	Mg	SiO ₂	B	Cl	SO ₄	HCO ₃	Cond μS/cm
			C	pH											
Saquicisumunde 1	12-jun-86	S1	67	6.5	2.5	4520	305	397	202	70.7	6.9	8121	630	168	23900
Saquicisumunde 2	12-jun-86	S2	79	6.5	3.04	5184	383	618	126	86.1	8.6	9521	491	117	27400
Saquicisumunde 3	12-jun-86	S3	82	7	3.25	5984	435	723	162	95.1	9.1	11039	467	141	31000
Saquicisumunde 4	12-jun-86	S4	75	7	2.88	4892	364	531	159	82.2	8.2	8929	529	123	25900

Tabla 18: Composición química de manantiales en Saquicisumundi, BCS

Las temperaturas estimadas por geotermómetros son:

Nombre	Calcedonia cond	Cuarzo cond	Na-K-Ca	Na/K Fournier	Na/K Truesdell	Na/K (Giggenbach)	K/Mg (Giggenbach)
Saquicisumunde 1	90	119	192	185	149	203	118
Saquicisumunde 2	101	129	195	192	157	209	132
Saquicisumunde 3	107	135	196	191	156	208	132
Saquicisumunde 4	99	127	196	193	158	210	127

Tabla 19: Geotermómetros calculados para los manantiales en zona de Saquicisumundi, BCS

No se cuenta información adicional de la zona.

Recomendaciones.

Las temperaturas geoquímicas son atractivas. Las recomendaciones para la zona de Los Cabos son válidas también en esta zona.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 1.9 MW con una desviación estándar de 1 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 1 y 3 MWe.

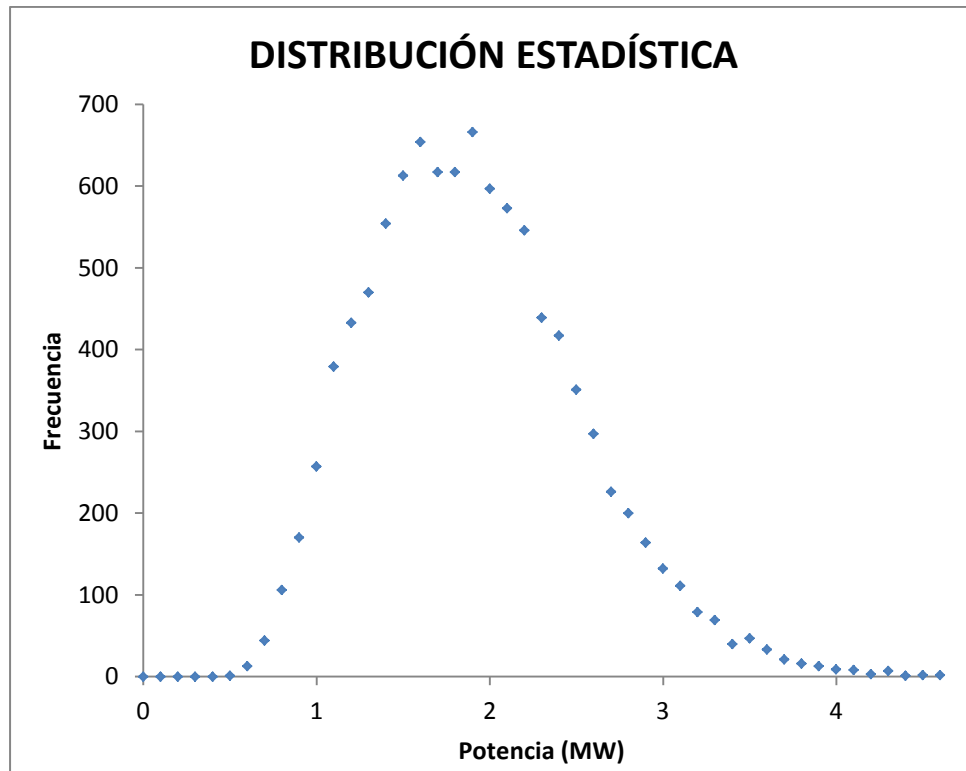


Figura 38: Resultados del modelo volumétrico para Sanquicismunde

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Sanquicismunde

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1	1.5	1.8

Espesor (km)	0.2	0.5	0.8
Temperatura yacimiento (°C)	170	190	200
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica Piedras Rodadas

Localización

Se localiza 3 km al norte de la estación de microondas de Loreto, en el cruce de las coordenadas geográficas 26 07' 15" de latitud norte y 111 23' 05" de longitud oeste. Aquí se encuentran 7 fumarolas con temperaturas de 92 a 94 °C, en un área de una hectárea aproximadamente, sobre un afloramiento de la Formación Santa Lucía del Mioceno Superior. Las manifestaciones están relacionadas con sistemas estructurales NW-SE.

Estudios Realizados

No se cuenta con más información de la zona.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 0.9 MW con una desviación estándar de 0.3 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 0.4 y 1.4 MWe.

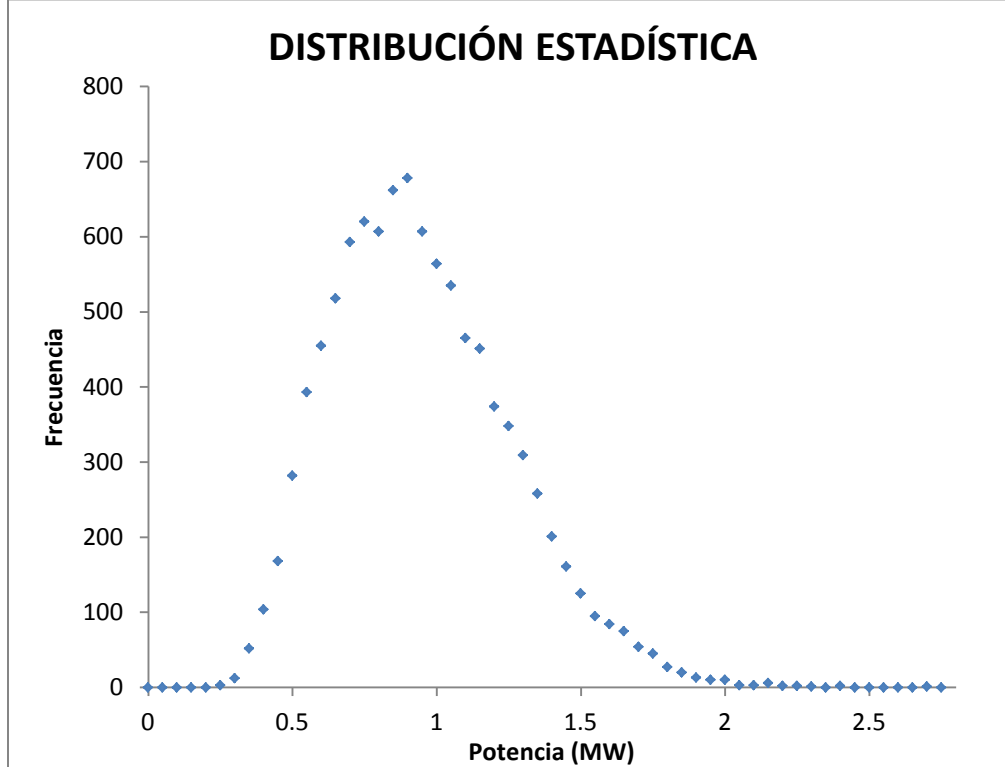


Figura 39: Resultados del modelo volumétrico para Piedras rodadas

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Piedras rodadas

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	1	1.5	1.8
Espesor (km)	0.2	0.5	0.8
Temperatura yacimiento (°C)	100	115	130
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Zona Geotérmica Agua Caliente, La Paz

Localización

Localizada entre las poblaciones de Miraflores y Santiago. Existe un manantial de 50 °C de temperatura y caudal aproximado de 1 l/s. Las aguas son de tipo bicarbonatado sódico.

Estudios Realizados

No se cuenta con más información.

Potencial preliminar

Con el método Volumétrico-Montecarlo el campo presenta un potencial de 0.5 MW con una desviación estándar de 0.2 MW y el intervalo de confianza al 90% es de entre 0.2 y 0.8 MWe.

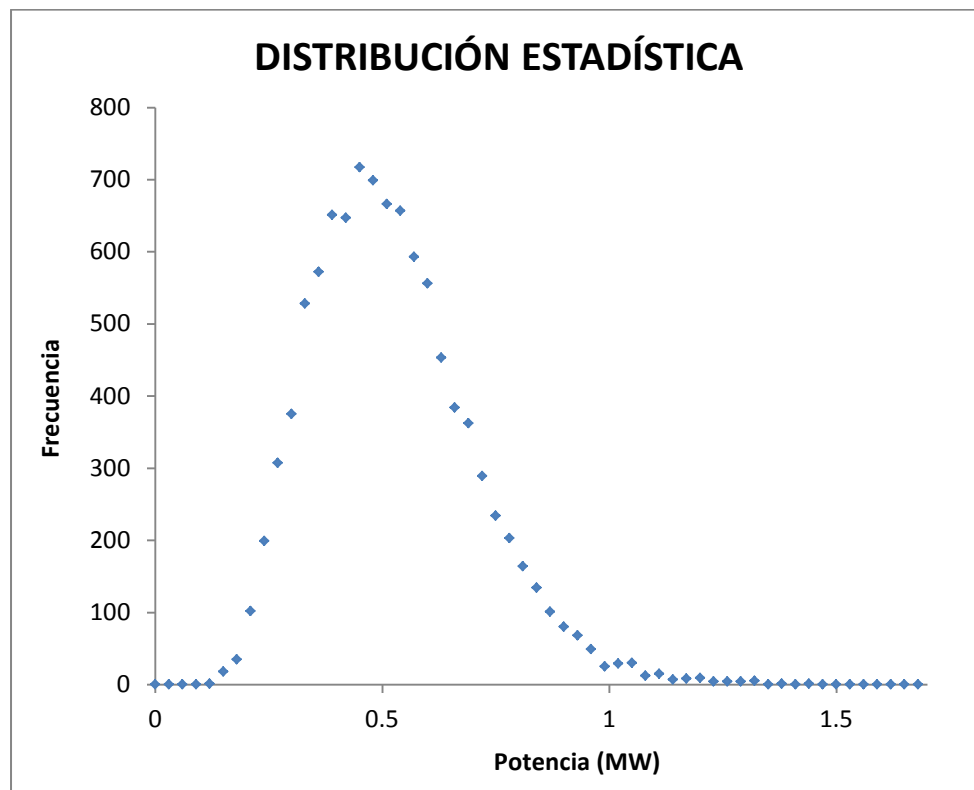


Figura 40: Resultados del modelo volumétrico para Agua Caliente, La Paz

Los parámetros utilizados en el modelo fueron los siguientes:

Agua Caliente, La Paz

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Esperado	Valor Máximo
Vida del Proyecto (años)	20	25	30
Área (km ²)	0.8	1	1.2
Espesor (km)	0.2	0.5	0.8
Temperatura yacimiento (°C)	80	100	120
Temperatura de referencia(°C)	40	45	50
Porosidad (%)	3%	4%	5%
Densidad de roca (kg/m ³)	2500	2600	2700
Cr (KJ/kg °C)	0.8	0.9	1
Rg (%)	2.0%	3.0%	4.0%

Conclusiones

En las 11 zonas estudiadas en la Península de Baja California, se estima un potencial de energía geotérmica de baja entalpía de alrededor de 30 MW, cifra que permite confirmar que la región ofrece oportunidades para el aprovechamiento de este tipo de energía renovable, que deben ser estudiadas a detalle para garantizar su adecuado aprovechamiento y promover la diversificación de la matriz energética y el liderazgo de la región en materia de energía limpia.

Las zonas con mayor potencial son Laguna Salada, Agua Caliente y El centavito en las cuales se concentra el 64% del potencial identificado. Cabe subrayar que este ejercicio es una aproximación, llevada a cabo con bases firmes pero con la información disponible, misma que fue obtenida de diversas fuentes y que no es definitiva, por lo que el potencial estimado debe tomarse como punto de partida para justificar futuros estudios en las zonas específicas.

Los proyectos de investigación y exploración deberán conducirse para fortalecer los datos disponibles que permitan obtener resultados más confiables y considerar los usos que podría dársele a la energía obtenida en cada región, para así evaluar los beneficios que podrían obtenerse con su aplicación.

V. El estado del arte y tecnologías existentes para el aprovechamiento de fluidos calientes en la generación de electricidad con sistemas geotérmicos de baja entalpía y para la disposición de fluidos geotérmicos residuales.

Las características termodinámicas de los recursos geotérmicos alrededor del mundo varían en rangos de temperatura que van desde los 60 °C hasta los 350 °C. Para el caso de yacimientos que registran temperaturas superiores a los 180 °C es posible aprovechar el recurso en la generación de energía eléctrica con el uso de centrales que utilizan el vapor geotérmico directamente en el accionamiento de las turbinas. Estas centrales son eficientes y económicamente rentables; sin embargo, lo más común es encontrar yacimientos que registran temperaturas moderadas, entre los 75 y los 175 °C y el uso directo del vapor geotérmico para accionar las turbinas ya no es tan eficiente bajo estas condiciones.

También es común que los campos geotérmicos con altas temperaturas produzcan una importante cantidad de agua que después de separarse del vapor puede utilizarse en aplicaciones directas del calor geotérmico o producir electricidad adicional con otras tecnologías que no sean las centrales a condensación.

Para estos casos se utilizan ciclos indirectos de generación que aprovechan el calor del recurso geotérmico que se extrae del yacimiento y esta energía se la cede a un fluido secundario de trabajo, que generalmente tiene la característica de evaporar a una temperatura inferior a la del agua, considerando que ambos fluidos se encuentran a la misma presión. En estas aplicaciones el vapor del fluido secundario es el que acciona la turbina y genera la energía eléctrica. Esta tecnología se conoce como ciclo binario y se ha utilizado desde hace más de 50 años de manera exitosa en la generación de electricidad, por lo que la tecnología se considera madura y probada.

Tecnologías existentes para el aprovechamiento de recursos geotérmicos de mediana y baja entalpía.

Existen dos diferentes tecnologías que se han empleado de manera comercial en la explotación de recursos geotérmicos de mediana y baja entalpía para la generación de electricidad, estos sistemas son el Ciclo Rankine Orgánico (ORC) y el ciclo Kalina:

En 1961 se desarrolló el primer prototipo del Ciclo Rankine Orgánico. Este ciclo usa un fluido de alto peso molecular, orgánico y de un solo componente, con un punto de ebullición inferior al del agua. Este fluido trabaja en un ciclo Rankine cerrado, sin que se

perda en el proceso, excepto el que puede fugar por los sellos de la turbina y que se estima en 7% anual. La temperatura más baja del recurso geotérmico a la que puede operar este ciclo es de 75°C.

El ciclo Kalina lo inventó un ingeniero ruso de nombre Alexander Kalina y se probó por primera vez en 1967 en Paratunka, Kamchatka, Rusia. Este es un ciclo termodinámico que convierte con la mayor eficiencia la energía térmica en energía eléctrica, optimizando el uso del recurso geotérmico de mediana y baja entalpía. El ciclo emplea un fluido compuesto por dos sustancias y la relación entre estos componentes varía en las diferentes partes del proceso para incrementar la reversibilidad termodinámica y por consecuencia, también aumentar la eficiencia global del ciclo. Existen múltiples variantes de este ciclo Kalina que se adaptan de una manera más eficiente a las características del recurso geotérmico

Estos dos sistemas son similares en su concepción, ya que ambos emplean intercambiadores de calor, condensadores y turbina, la diferencia entre ambos se centra básicamente en el tipo de fluido de trabajo que utilizan, ya que el ORC emplea un fluido de un solo componente, generalmente un derivado del petróleo como el isopentano, mientras que el ciclo Kalina emplea un fluido con dos componentes que generalmente son el amoníaco y el agua.

Si se compara la eficiencia de ambos sistemas, el ciclo Kalina presenta una mayor eficiencia en la conversión del calor geotérmico en energía eléctrica, comparado con el ORC

De manera esquemática, en las Figuras 41 y 42 se presentan el ORC y el ciclo Kalina.

En la Figura 44 se puede observar que de la capacidad geotérmica instalada en el mundo para generar electricidad, las centrales que aprovechan el vapor geotérmico directamente en el accionamiento de las turbinas cubren el 75%, sea generado en un primero o segundo flasheo del fluido que se extrae del yacimiento y empujando turbinas a condensación. La participación de la tecnología de ciclo binario es de un 25% y se observa que el Ciclo Kalina está representado de una manera marginal en este mercado, a pesar de tener una mayor eficiencia con respecto al ORC. La razón de este escaso aprovechamiento de la tecnología es que el ciclo Kalina se integra por una mayor cantidad de intercambiadores de calor, lo que la hace una tecnología más compleja y de mayor costo, por lo cual ha quedado hasta la fecha marginada del mercado geotérmico de generación de electricidad.

Si esta misma participación de las diferentes tecnologías se expresa en número de unidades instaladas (Figura 45) se observa que la binaria es la que más turbinas instaladas y operando tiene con un 41% de cobertura. Esto también se explica por el hecho de que

las centrales que emplean los recursos de alta entalpía tienen una mayor capacidad de generación por unidad, ya que es común encontrar una turbina con 55 MW, mientras que la tecnología binaria cubre un amplio rango de capacidades, desde algunos cientos de kilowatts hasta unidades de 20 MW.

Con respecto a los tecnólogos, existe un domino muy importante de la firma ORMAT, que hasta los años 90's se centró en la fabricación de unidades de ciclo binario, para posteriormente incursionar en el mercado geotérmico como desarrollador. En la siguiente Tabla se presenta la relación de países donde se encuentran operando sus unidades y la capacidad instalada en cada proyecto.

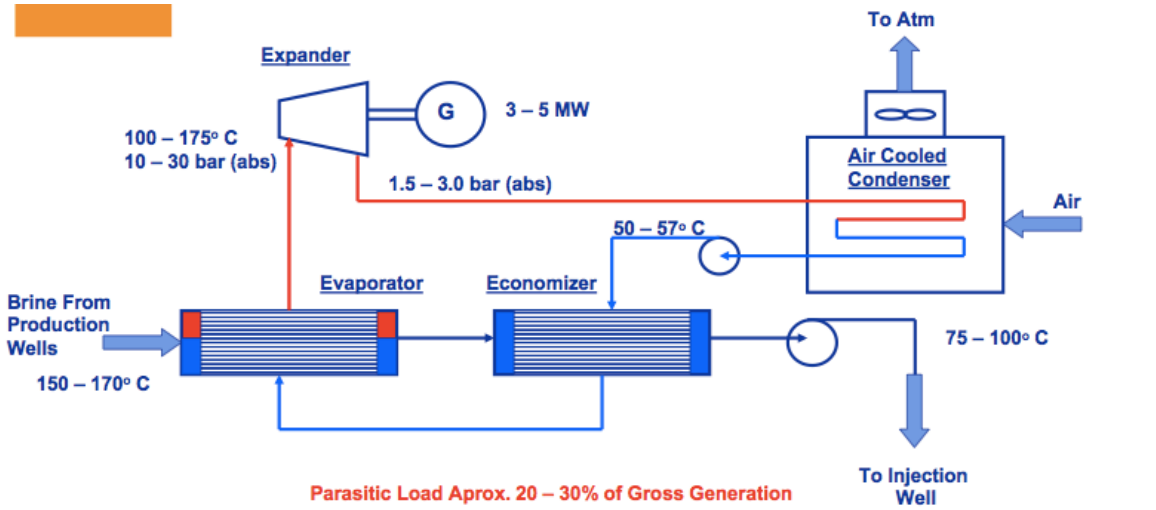


Figura 41: Ciclo Rankine Organico con condensador enfriado por aire y enfriado por agua (Ref. 1)

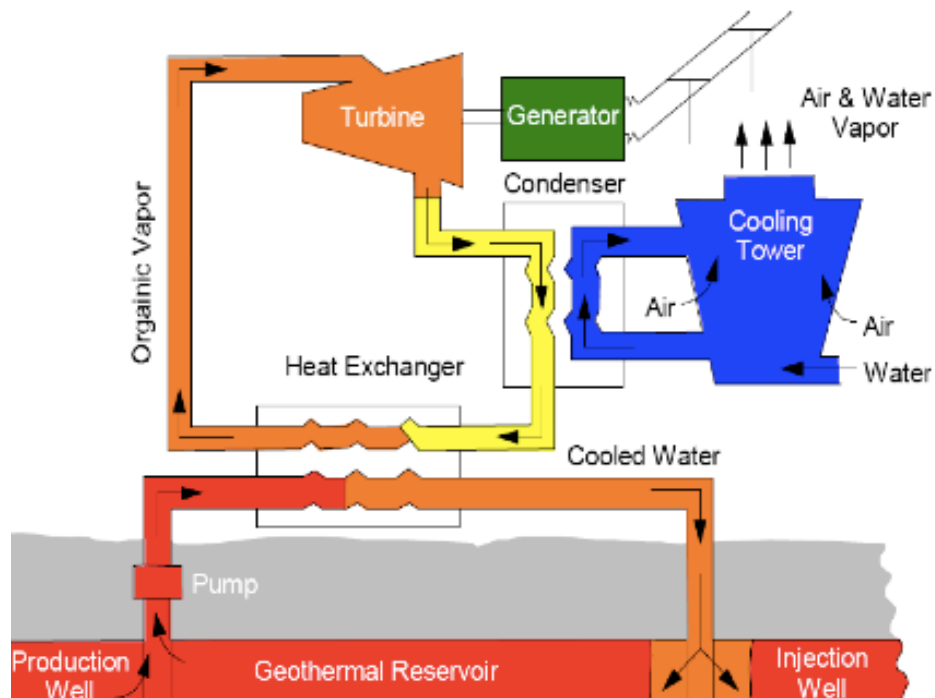


Figura 42: Ciclo ORC para la generación de energía eléctrica

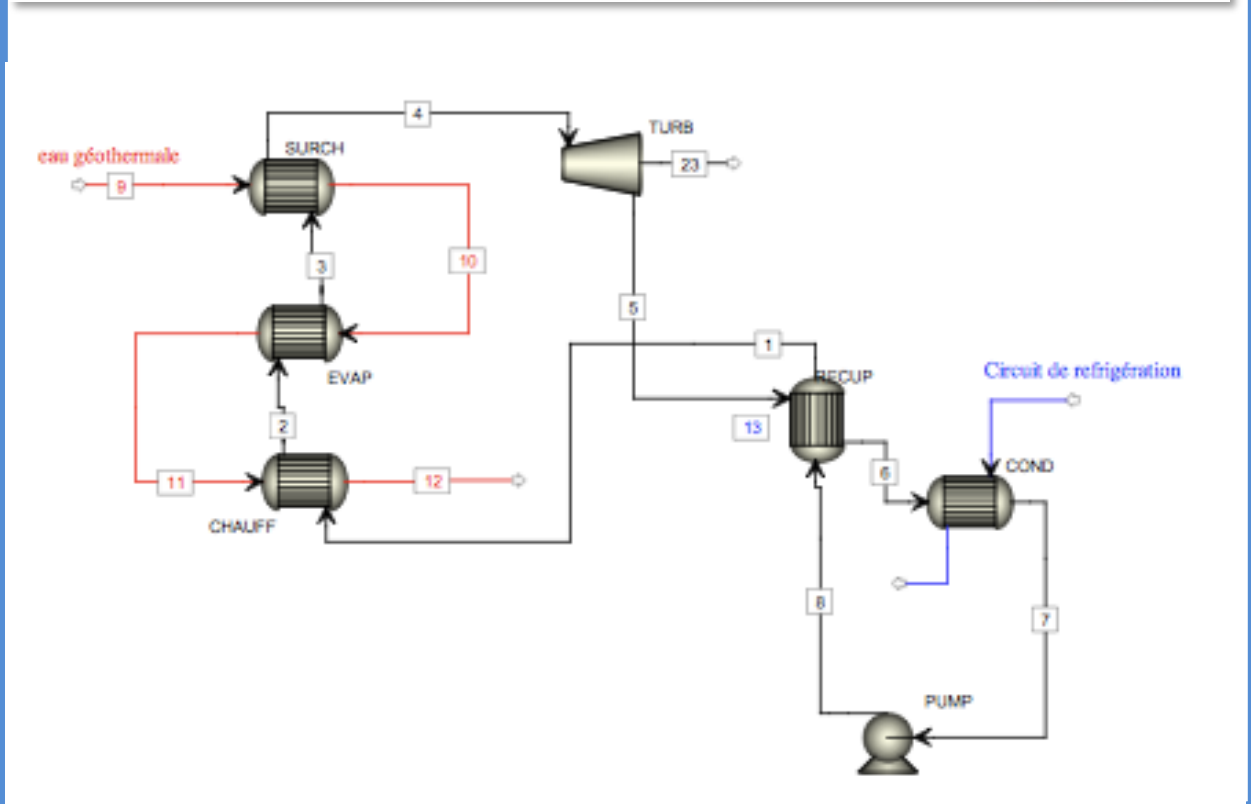
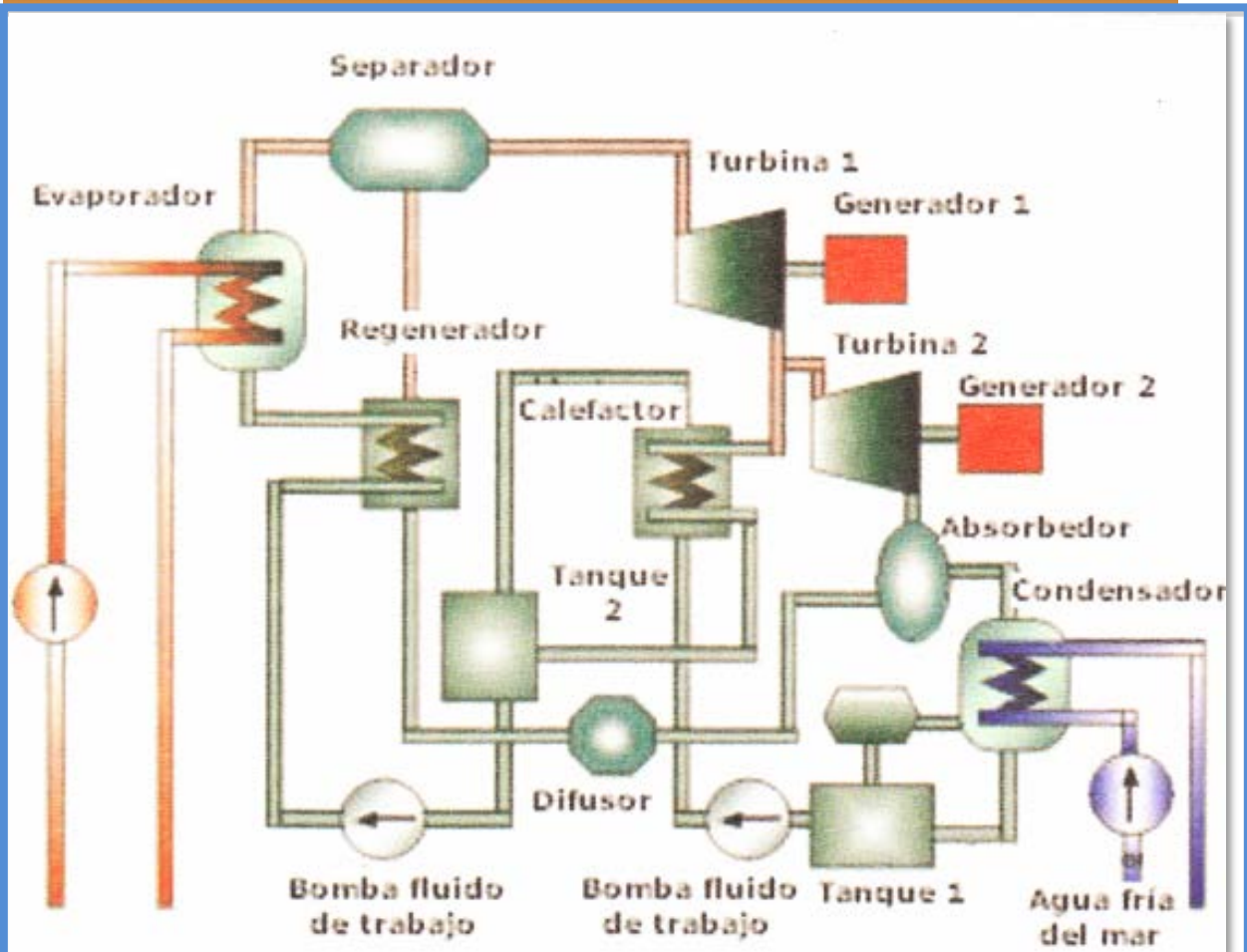


Figura 43: Ciclo Kalina para generación de electricidad (Ref. 2)

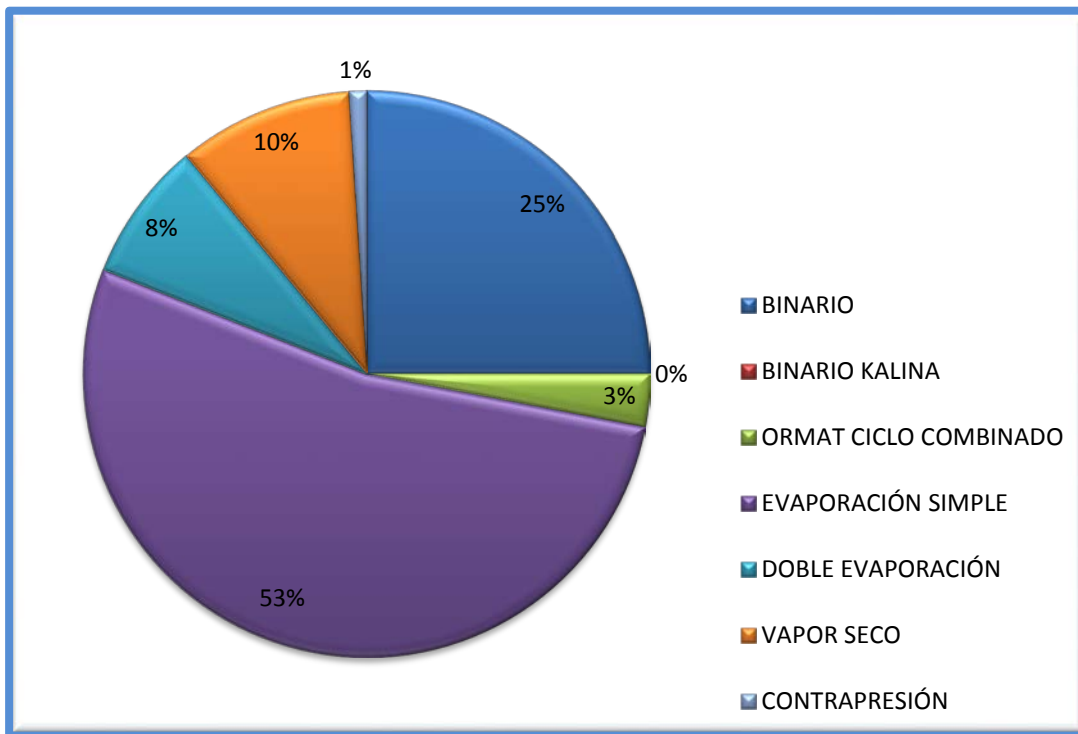


Figura 44: Participación por Tecnología en la Generación de Electricidad a partir de Recursos Geotérmicos. (Ref.3)

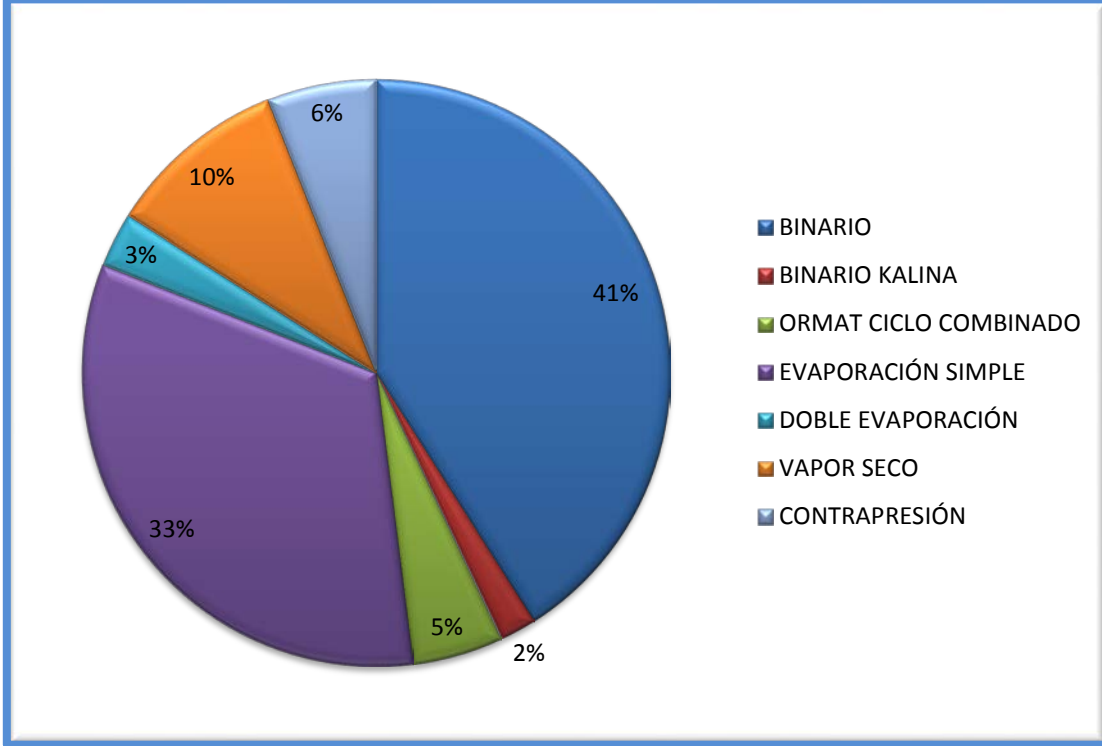


Figura 45: Número de Unidades Instaladas por Tecnología Expresado en Porcentaje (Ref.3)

PAIS: ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	DE	DE	CAPACIDAD (MW)
Steamboat Complex, Nevada	1986			89
Empire, Nevada	1987			3.6
Heber Complex, California	1993			92
Mammoth, California	1994			29
Brady, Nevada	2002			22
Blundell, Utah	2007			10.6
Raft River, Idaho	2007			16
Blue Mountain	2009			50

Puna Ventura Hawaii 1992 30

PAIS: MEXICO

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	----------------------------	----	----------------

Los Azufres, Michoacán	1993		3.3
------------------------	------	--	-----

Maguarichic, Chihuahua	1997		0.3
------------------------	------	--	-----

PAIS: GUATEMALA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	----------------------------	----	----------------

Zunil	1999		24
-------	------	--	----

Amatitlán	2007		20
-----------	------	--	----

PAIS: NICARAGUA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	----------------------------	----	----------------

Momotombo	2002		7.5
-----------	------	--	-----

PAIS: COSTA RICA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	----------------------------	----	----------------

Miravalles V	2004		18.1
--------------	------	--	------

PAIS: JAPON

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE INICIO DE OPERACIÓN	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	----------------------------	----	----------------

Hatchobaru	2003		2
------------	------	--	---

PAIS: TAILANDIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	-----------	----------------

Fang	1989		0.3
------	------	--	-----

PAIS: FILIPINAS

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	-----------	----------------

Layte	1997		49.6
-------	------	--	------

PAIS: NUEVA ZELANDIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	-----------	----------------

Toi	1989		2.5
-----	------	--	-----

Ngawha	2008		17
--------	------	--	----

Te-Huka	2010		26
---------	------	--	----

PAIS: KENIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	-----------	----------------

Oserian	2004		1.8
---------	------	--	-----

PAIS: TURQUIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	-----------	----------------

Bereket	2008		6.9
---------	------	--	-----

Tuzla	ND		7.5
-------	----	--	-----

IREM I	2011		17
--------	------	--	----

PAIS: ALEMANIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	--------	----	----------------

Landau		2007		2.9
--------	--	------	--	-----

PAIS: AUSTRIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	--------	----	----------------

Rogner Hotel		2001		0.2
--------------	--	------	--	-----

PAIS: ISLANDIA

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO DE OPERACIÓN	INICIO	DE	CAPACIDAD (MW)
---------------------	------------------	--------	----	----------------

Svertsengi		1993		5.2
------------	--	------	--	-----

El total de la capacidad instalada en equipos por la firma ORMAT es de 570.8 MW. Estos proyectos que ha instalado esta compañía alrededor del mundo cubren no solo el aprovechamiento de yacimientos de baja entalpía, sino también el aprovechamiento eficiente del recurso geotérmico de alta temperatura, ya que el agua separada se utiliza en unidades binarias, incrementando la eficiencia en el uso del recurso geotérmico.

Estado del arte de la tecnología de media y baja entalpía.

El aprovechamiento de los recursos geotérmicos de mediana y baja entalpía requiere de tecnologías más caras con respecto a los recursos de alta entalpía, debido a que la calidad energética del fluido que se aprovecha es menor. Esto conlleva a buscar desarrollos tecnológicos que permitan reducir los costos de inversión, tanto en la identificación y extracción del fluido geotérmico, como en la conversión de la energía térmica a eléctrica y que se relaciona directamente con los equipos que se emplean en este proceso de generación de electricidad.

Extracción del recurso del yacimiento.

Por la parte del yacimiento se identifican dos variables que inciden en la economía del proyecto:

- El costo de perforación del pozo
- El incremento en la producción de agua caliente que se pueda extraer del pozo.

Con relación a la perforación del pozo, es deseable identificar yacimientos que sean someros, ubicándose entre los 300 a 900 m de profundidad, esto reduce los costos de perforación. Muchos de los yacimientos de mediana y baja entalpía se encuentran dentro de este rango.

Así mismo en la mayoría de los casos se instalan bombas dentro del pozo, aún cuando éste fluya de manera artesiana. El bombeo permite incrementar la cantidad de agua caliente que se extrae del yacimiento y por consecuencia, aumentar la generación de electricidad.

El desarrollo tecnológico se ha centrado en reducir los costos de perforación de pozos, empleando equipos autotransportables y técnicas de perforación con fluidos aireados para evitar el daño a la permeabilidad de la roca y la pérdida de fluidos de perforación.

Por lo que respecta al equipo de bombeo, se ha desarrollado tecnología para el uso de bombas tipo sumergibles que soportan altas temperaturas, llegando incluso a contar con equipos que pueden operar a 220 °C. Esto ha permitido resolver la limitante tecnológica que tienen las bombas de pozo profundo tipo turbina que alcanzan solamente profundidades de 600 m, con un alto consumo eléctrico. Además de lo anterior, la instalación de la bomba tipo sumergible no requiere que el pozo tenga una aceptable verticalidad, como es necesario cuando se instala una bomba de pozo profundo.

Centrales Generadoras

En el aprovechamiento de recursos de mediana y baja entalpía la tecnología binaria es la que ha dominado el mercado, como ya se mencionó anteriormente y los retos tecnológicos se han centrado en los siguientes campos:

- Incrementar la eficiencia del ciclo
- Reducir el consumo de electricidad en servicios propios
- Reducir el costo del kW instalado.

A continuación se presenta el estado del arte en cada uno de estos temas.

Incremento en la eficiencia del ciclo.

La eficiencia del ciclo se define de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{\text{Energía Eléctrica Generada}}{m \cdot C_p \cdot T_e}$$

Donde

m – Flujo másico del agua que entra a los intercambiadores de calor

C_p – Calor específico a presión constante del agua

T_e – Temperatura del agua a la entrada de los intercambiadores de calor

La optimización de esta función implica el incremento de la generación de electricidad con el menor flujo y menor temperatura del agua geotérmica que alimenta al proceso.

En la Figura 46, se observa la capacidad de generación eléctrica en función de estas dos variables.

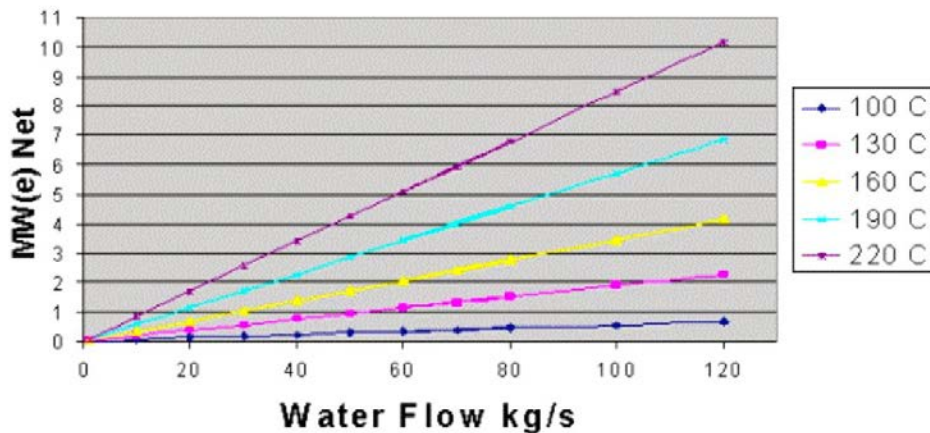


Figura 46: Generación eléctrica en función del flujo másico y de la temperatura de entrada del agua a los intercambiadores de calor. (Ref. 1)

De esta Figura se puede observar la complejidad que presenta la optimización de las combinaciones de flujo y temperatura del recurso geotérmico, que permitan alcanzar la máxima generación eléctrica. También se observa las limitaciones que se tienen para generar electricidad con fluidos de baja temperatura (100 °C), con lo cual se puede lograr una generación de algunos cientos de kW. Se tiene documentado que el proyecto de Chena Hot Spring en Alaska opera con fluido geotérmico a 76 °C y se considera como el

aprovechamiento geotérmico de menor temperatura en el mundo que genera electricidad; sin embargo, en este proyecto influye también que la temperatura ambiente es muy baja, lo que permite su aprovechamiento con esta aplicación binaria.

Por la parte de la central generadora, los tecnólogos han experimentado con variantes en el ciclo que les permiten ofrecer sistemas que avanzan en la optimización del aprovechamiento del recurso, sin incidir de manera importante en el costo de construcción de los equipos generadores. A continuación se presentan los avances registrados:

Fluido de trabajo para accionar la turbina.

El fluido de trabajo en la operación del ciclo Rankine es importante en la eficiencia del ciclo, para lo cual se han utilizado derivados de hidrocarburo o mezclas de amoníaco y agua. En 2006 en el proyecto de Chena Hot Springs desarrollado por la United Technologies Research Center (UTC) con fondos otorgados por el Departamento de Energía de Estados Unidos, empleó en la unidad generadora un refrigerante que se utiliza normalmente en los sistemas de aire acondicionado y refrigeración (R134a), el cual ha registrado un comportamiento termodinámico aceptable durante los años que lleva operando la unidad de 200 kW. Como resultado de la investigación se pudo concluir que este refrigerante como fluido de trabajo produce una mayor cantidad de electricidad con respecto a los fluidos empleados convencionalmente para recursos geotérmicos de baja temperatura.

En la Figura 47 se presenta en un diagrama Temperatura-Entropía, el ciclo termodinámico de la unidad generadora instalada en Chena operando con el refrigerante R134a, donde además se puede observar la importancia de la temperatura de descarga de la turbina (4.4 °C) lo que incide fuertemente en la cantidad de electricidad que puede entregar la unidad

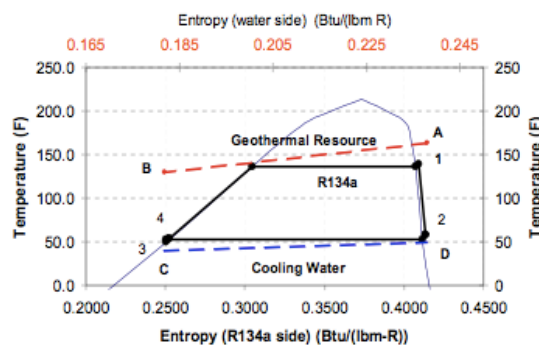


Figura 47: Diagrama T-S del ciclo termodinámico en Chena Hot Springs. (Ref. 4)

Turboexpansores.

El uso de turboexpansores en lugar de las turbinas convencionales es otra innovación que se ha probado con buenos resultados en centrales de ciclo binario. Esta modificación se llevó a cabo en un proyecto de investigación desarrollado por ENEL de Italia, en conjunto con varias instituciones como el Massachusetts Institute of Technology (MIT), el Politécnico de Milano y la empresa Turboden (Ref. 3) (Ref.5). La central tiene una capacidad de 19 MW y se instaló en Salt Wells Nevada en 2008, donde el fluido geotérmico tiene una temperatura de 135 °C. La diferencia principal entre el turboexpansor con respecto a la turbina convencional es que el primero tiene un solo impulsor en donde el vapor ingresa al equipo de manera axial y disminuye su presión y temperatura gracias al incremento gradual del área de flujo con que se diseña el impulsor y que permite la expansión del gas produciendo trabajo.

Condensadores

Las centrales de ciclo binario se pueden equipar con condensadores enfriados por aire o enfriados por agua (Ref. 5). Los primeros permiten que la central no requiera de suministro de agua dulce para la condensación del fluido de trabajo, la cual se lleva a cabo por intercambio de calor con el aire ambiente. Estos condensadores requieren de ventiladores para forzar el paso del aire por los tubos del condensador que normalmente se equipan con superficies extendidas (aletas) para incrementar el área de transferencia de calor.

Los condensadores enfriados por agua son intercambiadores de calor tipo tubos y coraza y se complementan con una torre de enfriamiento para reducir la temperatura del agua de enfriamiento, una vez que se realizó la condensación del fluido de trabajo.

Debido a la evaporación de una parte del agua de enfriamiento al intercambiar calor en la torre, se requiere de una fuente externa que reponga la cantidad de agua que se evaporó.

En ambos casos, el consumo eléctrico en los ventiladores, sea del condensador enfriado por aire o por los ventiladores de la torre de enfriamiento, es importante.

En resumen, los niveles de eficiencia que se alcanzan actualmente con la tecnología de ciclo binario y a pesar de los esfuerzos tecnológicos que se han hecho para mejorar el rendimiento del ciclo, éste sigue dependiendo fuertemente de la temperatura a la cual se aprovecha el recurso geotérmico, como se puede apreciar en la siguiente Tabla.

Reducción de consumo de electricidad en servicios propios

Este es uno de los grandes retos que presenta la tecnología de ciclo binario, ya que el consumo de electricidad en servicios propios llega a alcanzar hasta el 30% de la generación bruta de la unidad.

Tabla 20: Eficiencia térmica global de diferentes proyectos geotérmicos en función de la temperatura del fluido

NOMBRE PROYECTO	DEL	UBICACIÓN	TEMPERATURA RECURSO °C	DEL	EFICIENCIA %
Amedee		Nevada, EUA	103		5.8
Wabuska		Nevada EUA	105		8
Brady		Nevada EUA	109		7
Húsavík		Islandia	122		10.6
Otake		Japón	130		12.9
Nigorikawa		Japón	140		9.8
Steamboat SB2, SB3		Nevada EUA	152		8.2
Ormesa II		California EUA	157		13.5
Heber SIGC		California EUA	165		13.2
Miravalles U-5		Costa Rica	166		13.8

Los equipos principales que consumen electricidad y que son necesarios para la operación de la central son los siguientes:

- La bomba que se instala en el pozo para extraer la salmuera, si es el caso.
- Los ventiladores del sistema de condensación del fluido de trabajo
- La bomba de circulación del fluido de trabajo

Los trabajos de investigación enfocados a reducir este consumo son marginales y se han centrado básicamente en el desarrollo de motores eléctricos de alta eficiencia.

Reducción del costo del kW instalado.

El proyecto LOW BIN (Ref.7), desarrollado por el Centro de Energías Renovables de Grecia (CRES), Turboden de Italia, Centro Nacional de Investigación de Alemania (GFZ-POSTDAM), La universidad de ORADEA Rumania, el Politécnico de Milán, el Centro Nacional de Investigación de Ciencias de la Tierra de Francia (BRGM) y de Islandia (ISOR) tiene como uno de sus objetivos modificar materiales de construcción de las unidades de ciclo binario, ya que los que normalmente se usan en la fabricación de las unidades son los que se emplean en centrales que operan a alta temperatura. Este proyecto contempla la construcción de dos unidades, una para generación de electricidad y otra para generar electricidad y calor residual para usos directos.

Otra línea de investigación por parte de los fabricantes se centra en eliminar las redundancias de equipos críticos en centrales de pequeña capacidad y que si salen de operación por alguna falla, no impacta a los consumidores.

La economía a escala ha sido también un factor que los fabricantes han tomado en cuenta y se han esforzado por construir unidades de mayor capacidad. Actualmente ORMAT ofrece unidades hasta de 20 MW en una sola turbina.

A continuación y de manera ilustrativa se presenta la variación en costo que puede tener la central en función de su capacidad y como incide la economía a escala. Los costos corresponden al año en que se construyó la central tipo que se tomó como ejemplo.

Tabla 21: Costo de Inversión en Dólares por kW (1) (Ref.8)

Potencia Neta kW	TEMPERATURA DEL RECURSO °C		
	100	120	140
100	2,535	2,210	2,015
200	2,340	2,040	1,860
500	2,145	1,870	1,705
1000	1,950	1,700	1,550

Disposición de fluidos residuales.

La disposición de fluidos residuales en proyectos de ciclo binario presenta también ventajas adicionales, con respecto a centrales que usan el vapor geotérmico en el accionamiento de las turbinas, ya que el agua que se extrae del yacimiento se mantiene en un ciclo cerrado, hasta regresar al acuífero, lo cual permite que este tipo de proyectos se considere "limpio" desde el punto de vista ambiental, ya que no se produce ninguna afectación al medio ambiente, sea por descargas de CO₂ o H₂S o bien por concentración de azufre en las torres de enfriamiento, producto de la solidificación del azufre que acompaña al vapor geotérmico, como se presenta en las centrales geotérmicas que usan el vapor directamente en las turbinas. Además, debido a que la presencia posible de gas incondensable que pudiera encontrarse asociado al agua se mantiene también a presión, el proceso no requiere de equipos que extraigan los gases incondensables del sistema, como ocurre en las centrales que operan con vapor geotérmico y que además consumen energía, sea térmica (eyectores y turbocompresores) o eléctrica (motocompresores).

En caso de que sea necesario, en proyectos de mediana y baja entalpía se puede ventear el gas a la atmósfera usando la misma presión a la que se encuentra la salmuera y que en todo el proceso es superior a la atmosférica. Lo anterior si se desea que no se incremente la cantidad de gas en el yacimiento, lo cual afecta el desempeño de los intercambiadores de calor.

Como conclusión, los sistemas binarios son totalmente limpios y no se produce ningún efecto por descargas a la atmósfera, sea de gases o de la misma salmuera. Esta característica permite que los proyectos binarios puedan inscribirse en el mercado de bonos de carbono y recibir ingresos económicos adicionales por este concepto.

Proyectos de Ciclo Binario Desarrollados después del año 2000.

La tecnología de ciclo binario se aplicó en décadas anteriores de manera extensa principalmente en Estados Unidos; sin embargo, en la última década se extendió su aplicación en latinoamérica, Europa, Asia y Oceanía. Varios países encontraron en esta tecnología una manera de aprovechar yacimientos de baja entalpía o de incrementar la eficiencia en el aprovechamiento de los recursos geotérmicos de alta entalpía al extraer el calor de la salmuera y aprovecharlo para generar electricidad, antes de regresarla al yacimiento.

En esta sección se presentan los proyectos de ciclo binario que se han desarrollado en el mundo después del año 2000. Se presentan por país.

Estados Unidos

Chena Hot Springs se localiza en Alaska y es el campo que opera una central de ciclo binario con la menor temperatura del recurso geotérmico en el mundo. Por esta razón, la descripción del proyecto y su evolución se presentan con mayor detalle, comparado con los otros proyectos que se describen posteriormente.

Chena Hot Springs se localiza a 90 km al Este-Noreste de Fairbanks Alaska a una elevación de 367 metros sobre nivel del mar. La zona de manifestaciones termales se utilizó por los mineros que llegaron a esta zona en 1905 para fines recreativos. El sitio se privatizó en 1920, época en la que se instalaron cabinas y una pequeña estancia que utilizaba la población de la localidad. Actualmente Chena Hot Springs ha crecido hasta convertirse en el primer Resort para recreación en Alaska. Este complejo se localiza en un área semi-remota accediendo al sitio por una carretera pavimentada, pero la línea eléctrica más cercana se ubica a 50 km del sitio, razón por la que se han tenido que enfrentar retos en cuanto a la infraestructura necesaria, incluyendo el suministro de servicios de internet, servicio telefónico, disposición de aguas residuales, mantenimiento al camino y desde luego, el suministro de energía eléctrica.

El costo de la electricidad en la zona rural de Alaska es el más alto de los Estados Unidos y frecuentemente se acerca a 1 dólar/kWh, ya que la electricidad se produce mediante generadores accionados por motor diesel. Para hacer frente a estos retos, la comunidad de Chena Hot Springs decidió hacer uso de los recursos naturales de la zona, incluyendo la geotermia, la cual se usa actualmente de manera extensa, no solo en la generación de electricidad, sino también para usos directos, como calentamiento de espacios, suministro de frío al museo de hielo Aurora a través de equipos de refrigeración por absorción e invernaderos.

Los esfuerzos por generar electricidad a partir del recurso geotérmico en esta zona iniciaron en los años 70's pero los resultados del programa de exploración que se realizó en ese entonces descartó esta posibilidad, por la temperatura tan baja identificada del recurso a través de métodos indirectos y que hacía imposible generar electricidad con la tecnología existente en ese tiempo. En una segunda etapa y con fondos económicos aportados por el Departamento de Energía de Estados Unidos, se realizaron nuevas exploraciones tratando de encontrar mejores condiciones termodinámicas a profundidad. Por lo que respecta a la central, se seleccionó a Barber Nichols, compañía con experiencia geotérmica en la fabricación de centrales de ciclo binario, para instalar una unidad de 400

kW (Ref.9), la cual se construyó a partir de una unidad existente, propiedad de esta compañía, instalada anteriormente en Wendel Hot Springs en California.

En octubre de 2004 se dio un acercamiento entre Chena Hot Springs y la United Technologies Research Center, una división de la United Technologies Corporation (UTC) y se implementó un proyecto para desarrollar una unidad generadora que se había diseñado originalmente para utilizar calor industrial residual, al cual se le llamó PureCycle 200, modificando algunas partes del sistema para utilizar el calor del agua geotérmica. El proyecto utilizó equipos de un sistema de refrigeración, los cuales en el mercado se pueden conseguir a precios muy bajos y en gran cantidad, lo cual hizo el proyecto atractivo. Por otro lado, Barber Nichols no visualizó un mercado importante y decidió suspender su participación en el proyecto, ya que su última unidad que construyó con fines comerciales fue en los años 80's y su intención no era fabricar unidades adicionales.

El yacimiento geotérmico se localiza en las faldas de Monument Creek Valley a una elevación de 1170 pies. Chena es uno de los cerca de 30 sistemas geotérmicos identificados en Alaska de baja temperatura. En los 80's se llevaron a cabo los trabajos de exploración con el objeto de identificar si el recurso geotérmico era lo suficientemente importante para mantener una generación de 10 MW que justificara la interconexión con la línea de transmisión existente, distante 50 km. Estos trabajos se llevaron a cabo dentro del proyecto que se nombró GRED III (Ref.10). Durante estas actividades se perforaron una serie de pozos de gradiente que alcanzaron una profundidad de 300 m aproximadamente y que registraron temperaturas máximas de 79 °C. Con esta información y con las estimaciones del flujo de calor natural, se pudo concluir que la zona geotérmica tenía un potencial de 5 MW eléctricos, cantidad muy superior a los 400 kW instalados. Durante una evaluación de flujo en el pozo 5 se registró una producción de agua de 266 t/h, cantidad ligeramente superior a las 225 t/h que requería la unidad de 400 kW. La temperatura que se midió en la descarga del pozo fue de 75 °C.

La influencia del agua reinyectada sobre la producción fue otro problema que se tuvo que resolver, debido a la alta permeabilidad del yacimiento.

La central generadora con la que se inició la generación de electricidad se diseñó con base en la tecnología comercial disponible de UTC, en la segunda fase del proyecto, después de aceptar la alianza con este centro de investigación. La unidad se diseñó originalmente para producir 200 kW aprovechando el calor de gases calientes a temperaturas entre los 260 y 530 °C. El proyecto redujo significativamente los costos al utilizar equipos de amplia fabricación empleados en enfriadores comerciales. El componente más crítico fue el uso de un compresor centrífugo de una sola etapa que se hizo operar en sentido inverso como turbina, con entrada del vapor en forma radial para producir los 200 kW. Además de esta innovación, se emplearon intercambiadores de calor originalmente diseñados para los

sistemas de enfriamiento. Los objetivos técnicos y económicos del proyecto se centraron en generar electricidad a partir de un recurso geotérmico de 75°C, con el 98% de disponibilidad y a un costo inferior a los 5 centavos de dólar por kWh.

Con esta visión se realizaron también varias innovaciones como el uso de un fluido refrigerante conocido como R134a en lugar del convencional R245fa empleado ampliamente en sistemas de refrigeración. Este cambio tuvo una incidencia importante en la reducción del costo de generación, ya que el R134a se comportó de una manera más eficiente para la aplicación geotérmica de baja temperatura y su costo es el menor en el mercado de los refrigerantes. Adicionalmente, el uso de intercambiadores de calor desarrollados por Carrier para aplicaciones marinas incidió favorablemente en la reducción del costo de generación.

Un factor decisivo para la viabilidad técnica del proyecto fue el disponer de agua a 4.4 °C para usarse en el sistema de enfriamiento de la unidad, lo cual incrementó significativamente la diferencial de entalpía del ciclo y por consecuencia, incrementó la potencia térmica disponible para convertirla en electricidad.

La central generadora entró en operación comercial en julio de 2006. Con base en el éxito que se alcanzó con la primera unidad, se decidió la instalación de una segunda unidad de la misma capacidad y se perforaron varios pozos para producción e inyección. En la Figura 48 se presenta una vista general del campo.

Las centrales generadoras operan desde 2007 de manera eficiente y confiable.

Brady

El campo geotérmico de Brady se localiza a 100 km aproximadamente al este de la ciudad de Reno en el estado de Nevada, el recurso geotérmico se extrae del yacimiento mediante bombeo. La primera unidad generadora se instaló en este campo en el año de 1992, fue una unidad de doble flasheo que se alimentaba con 2280 t/h de salmuera a una temperatura de entrada de 182 °C. En 1993 se registró una rápida declinación de la temperatura de los pozos productores alcanzando los 162 °C. Para atenuar este problema en el año 2000 se optó por la inyección remota y en el 2001 se registraron en los pozos una temperatura de 157 °C, condición que requirió un flujo de 1800 t/h para operar la planta a 13.5 MW de capacidad bruta y 8.8 de capacidad neta.

En Julio de 2001 la compañía ORMAT adquiere el campo (Ref.11) y después de analizar el comportamiento del yacimiento decide instalar una unidad de ciclo binario de 5 MW para aprovechar los 113 °C de la salmuera y bajar la temperatura en los intercambiadores hasta los 82 °C.

Blundell

El campo geotérmico de Blundell se localiza en el área conocida como Roosevelt Hot Springs, aproximadamente a 22 km al noreste de la ciudad de Milford y cerca de 230 km al sur de Salt Lake City en el Estado de Utah. En 1980 se realizan las primeras evaluaciones de los pozos perforados y se registran temperaturas de 262 °C con el pozo fluyendo a una presión de 65 Bar abs. El flujo medido fue de 226 t/h de mezcla. La profundidad de los pozos fue de 3000 m aproximadamente. En 1981 la Utah Power and Light (UP&L) inició la generación de electricidad en forma comercial con la prueba piloto de una turbina bifásica de 1.6 MW desarrollada por la compañía Bihase Energy Systems con sede en Santa Mónica California. Este proyecto se le consideró en ese entonces como pionero en la tecnología geotérmica, al utilizar lo que se conoció como "turbina de flujo total" y que tenía la característica de operar la turbina con agua y vapor proveniente de los pozos geotérmicos. Esta unidad operó durante 4000 horas aproximadamente. En 1984 la UP&L inició con la operación comercial de la primera unidad a condensación usando vapor geotérmico. En 2007 se pone en operación una unidad de ciclo binario con capacidad de 10 MW que aprovecha la energía del agua caliente que se separa del vapor. (Ref.12)



Figura 48: Vista general del campo geotérmico de Chena Hot Springs



Figura 49: Vista dentro de la Casa de Máquinas con las 2 unidades de 200 kW cada una

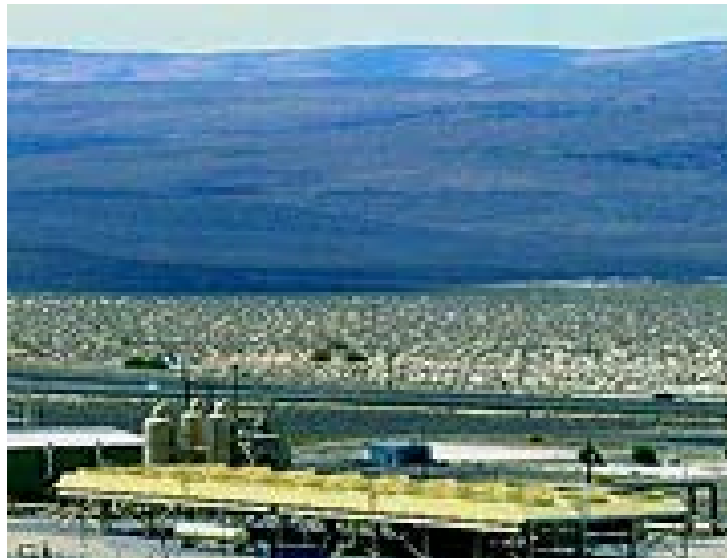


Figura 50: Central Generadora de Ciclo Binario en Brady NV

Raft River

Raft River se localiza al sur de Idaho cerca de 300 km al sureste de la ciudad de Boise. El campo pertenece a US Geothermal, entidad gubernamental dependiente del Departamento de Energía de Estados Unidos. US Geothermal adquirió el campo en 2002 y en 2006 inició la construcción de la primera central de generación que se pone en

operación en enero de 2008, vendiendo la electricidad a la Idaho Power Company bajo un contrato de 10 MW.

Los estudios geocientíficos que se llevaron a cabo en este sitio confirmaron la existencia de un yacimiento de temperatura moderada (150°C) que se localizó entre los 1500 y 2000 m de profundidad. El fluido que producen los pozos es limpio con baja salinidad. Dentro de los estudios de viabilidad del proyecto se incluyó el uso de un ciclo Kalina, pero por las dificultades de encontrar los apoyos monetarios gubernamentales al utilizar una tecnología no probada en la generación eléctrica dentro de los Estados Unidos, se prefirió utilizar un ciclo Rankine orgánico, con una potencia instalada de 16 MW. (Ref.13)

Blue Mountain

Este campo es un sistema geotérmico que no presenta manifestaciones termales en superficie y se localiza al sur de Humboldt County en el Estado de Nevada. Los pozos de desarrollo que se han perforado registran alta producción de fluidos con una temperatura de descarga de 190 °C. Los pozos se han perforado a profundidades que va desde los 600 a 1070 m. (Ref.14)

En el año de 2009 se pone en operación comercial la primera central generadora de 49.5 MW de capacidad bruta, integrada por tres unidades de ciclo binario de 16.5 MW cada una. El campo no ha podido aportar la cantidad de fluido suficiente para operar la unidad a plena carga y solamente se han alcanzado a generar 38 MW. (Ref.15)



Figura 51: Central de Ciclo Binario en Raft River NV

Costa Rica.

El campo geotérmico de Miravalles inició su explotación en el año 1994 con la instalación de una central a condensación de 55 MW, fase que se conoce como Miravalles I. La fase Miravalles II es similar a la primera con 55 MW de capacidad instalada y entra en operación comercial en 1998. La fase III entra en operación en el año 2000 con una potencia instalada de 27.5 MW. La fase IV no se construyó y quedó como un proyecto fallido de expansión. Para suministrar el vapor a estas tres unidades se han perforado 30 pozos productores y 12 inyectores para la disposición de la salmuera. Con el objeto de aprovechar el agua que se extrae del yacimiento en la generación eléctrica, en 2010 entra en operación la central de ciclo binario de 19 MW. Esta unidad opera con el agua que se separa del vapor y que se encuentra a una temperatura de 165 °C. Debido al alto contenido de sales en la salmuera y para evitar incrustación en los intercambiadores de calor, el agua se descarga de estos equipos a 140 °C y se inyecta al yacimiento. (Ref.16)

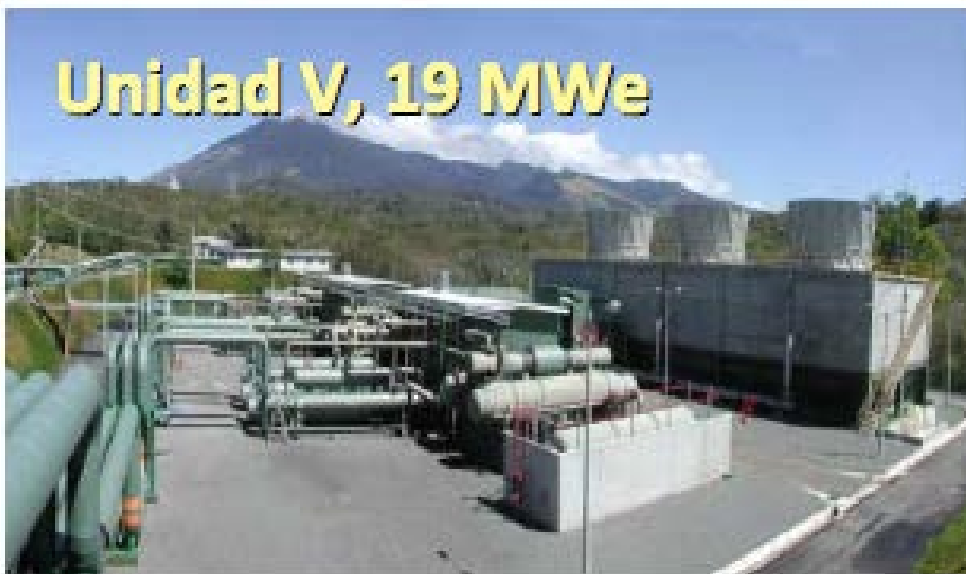


Figura 52: Vista de la Unidad Cinco de Ciclo Binario en el campo geotérmico de Miravalles, Costa Rica.

Nicaragua

El campo geotérmico de Momotombo inició su explotación comercial en 1983 con la instalación de una unidad a condensación de 35 MW. Posteriormente en 1989 se instala una unidad de las mismas características de la primera. Sin embargo, el yacimiento declina rápidamente hasta llegar a producir solamente 12 MW en 1999. Ormat adquiere una concesión para suministrar electricidad a partir de este recurso y optimiza el ciclo,

instalando en el 2002 una unidad de 7.5 MW de ciclo binario y alcanza a sostener una potencia de 35 MW. (Ref.11)

Guatemala

El campo geotérmico de Amatitlán se localiza a 40 km al sur de la ciudad de Guatemala e inició su explotación en 1988 con la instalación de una unidad a contrapresión de 5 MW. Esta unidad dejó de operar en 2007 cuando la compañía Ormat obtuvo la concesión del campo. En el año 2007 se puso en operación comercial una unidad de ciclo binario de 24 MW que se alimenta con 340 t/h de vapor y agua que se extrae del yacimiento por 4 pozos. La temperatura del recurso geotérmico en el yacimiento alcanza los 285 °C. (Ref.11)

Turquía

Turquía es un país rico en recursos geotérmicos de moderada y baja entalpía y los ha aprovechado principalmente en usos directos, como calentamiento de espacios e invernaderos, como se presenta en la Figura 53, en donde también se identifican los campos geotérmicos que producen electricidad y que principalmente se localizan al oriente del país. Turquía tiene al 2010 una capacidad instalada de 100 MW como se ilustra en la Tabla 22, de los cuales prácticamente 40 MW corresponden a aprovechamientos de mediana entalpía, con temperatura del recurso que varía entre los 145 y 174 °C.

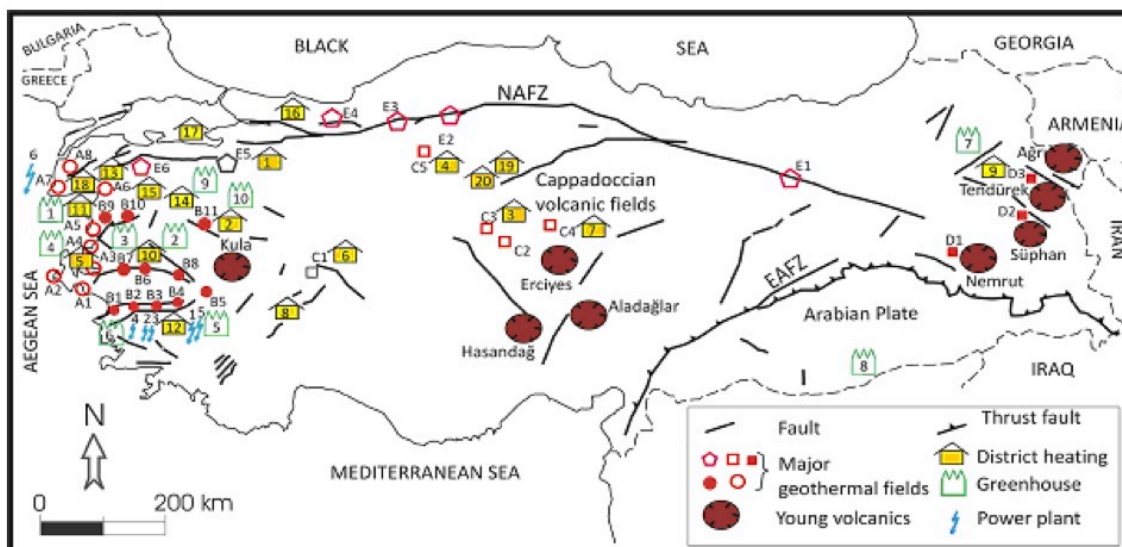


Figura 53: Ubicación de los Recursos Geotérmicos en Turquía

Tabla 22: Capacidad Geotérmica Instalada en Turquía (Ref.17)

Proyecto	Fecha de Inicio de Operación	Potencia Instalada MW	Temperatura del Recurso °C
Dora I Salavatli	2006	7.35	172
Dora II Salavatli	2010	11.1	174
Omerbeyli	2009	47.4	232
Bereket	2007	7.5	145
Tuzla-Canakkale	2010	7.5	171
Kizildere-Denizli	1984	17.8	243
Total		97.85	

Tuzla es una zona geotérmica activa que se localiza al noroeste de Turquía 80 km al sur de la ciudad de Canakkale. El agua geotérmica que produce esta región es abundante en cloruro de sodio y se encuentra a una temperatura de 173 °C. El yacimiento se ubica a 814 m de profundidad. Entre 1982 y 1983 se perforaron dos pozos profundos y su producción alcanzó las 130 t/h, lo que permitió la instalación de la unidad generadora.

Salavatli es un campo geotérmico que se localiza en la zona geotérmica mas importante del país, en la región conocida como B. Menderes Massif. En este campo se perforaron en 1987 y 1988 dos pozos a 1500 y 962 m de profundidad encontrándose temperaturas de 170 y 173 °C. Posteriormente se perforaron otros dos pozos a una profundidad de 1300 y 1430 m respectivamente con el propósito de reinyectar la salmuera y como pozo de reposición para producción, encontrando en ambos temperaturas similares a los dos primeros pozos. El fluido geotérmico contiene 1% de CO₂ en peso.

Por lo que respecta al campo de Bereket no se ubicó información del yacimiento.

Alemania

El campo geotérmico de Landau es el primer campo en este país que produce electricidad a partir de recursos de mediana entalpía. El proyecto de construcción de la central inició en 2004 y entró en operación comercial en 2007. Esta planta opera a partir de agua a 155 °C que se extrae de un yacimiento que se encuentra a 3000 m de profundidad. El agua se evapora parcialmente y en la generación eléctrica se emplea un ciclo rankine orgánico al parecer en un sistema combinado de producción de vapor y agua, ambos fluidos se

aprovechan en la generación de electricidad. El agua que deja los intercambiadores se encuentra a 72 °C. Esta agua se emplea en usos directos y posteriormente se envía a reinyección a una temperatura de 50 °C a 3,170 m de profundidad. La producción por pozo es de 250 t/h de agua. La central tiene una capacidad de 2.9 MW a pesar que el recurso geotérmico tiene capacidad para 6 a 8 MW. (Ref.18)

Austria

El proyecto del Hotel Roggner se ubica en la zona de Bad Blumau y consiste en un aprovechamiento en cascada del recurso geotérmico, iniciando con la generación de electricidad, posteriormente en el calentamiento de espacios y finalmente se emplea el agua para balneología. La unidad generadora es de 250 kW. El agua geotérmica que alimenta la central proviene de un pozo perforado a 300 m de profundidad registrando una temperatura máxima de 110 °C. En el año 2001 la iniciativa privada instaló la unidad de ciclo binario con condensador enfriado por aire en el complejo Rogner Bad Blumau Hotel aprovechando el recurso geotérmico en cascada como ya se mencionó. El agua geotérmica sale del intercambiador de calor a una temperatura de 85 °C. (Ref.19)

Kenia

El proyecto de Oserian es un complejo privado que tiene como función principal la producción de flores y se ubica al lado del campo geotérmico de Olkaria. El proyecto aprovecha los pozos que no se han podido integrar al campo de Olkaria como es el caso del pozo OW306 que registró una temperatura de 150 °C con una producción de agua variable entre 13 a 40 t/h y presión de 2.5 a 6 bars en la cabeza. Bajo estas condiciones se instaló una unidad de 1.8 MW diseñada para operar con las variaciones que registra el pozo.

Nueva Zelandia

El complejo geotérmico de Wairakei-Tahuara es uno de los 15 sistemas geotérmicos mas grandes en la región de Waikato. Ambos campos se explotan por la compañía privada Contact y se encuentran colindantes uno con otro.

En 2005 en el campo de Wairakei se ponen en operación comercial dos unidades de ciclo binario con una potencia total de 15 MW. Estas unidades se alimentan con el agua separada del campo geotérmico, la cual ingresa a los intercambiadores de calor a una temperatura de 135 °C.



Figura 54: Vista de la unidad binaria de 1.8 MW instalada en Oserian

El proyecto geotérmico de Te-Huka, también conocido como Tahuara se encuentra cerca de Taupo en la isla norte del país. La unidad se alimenta de vapor y agua que se extraen del campo de Tahuara y tiene una capacidad de 23 MW. La unidad entró en operación comercial en 2010. (Ref 21)



Figura 55: Central de Ciclo Binario de 23 MW instalada en Te-Huka, NZ.

El campo geotérmico de Ngawha es el único campo geotérmico en Nueva Zelanda fuera de la zona volcánica de Taupo y tiene una extensión sobre 25 km². El yacimiento se encuentra alojado en coladas de roca que inician desde los 600 m de profundidad y la

temperatura de fondo alcanza los 230 °C aunque el fluido es de baja entalpía. La primera unidad generadora en este campo se puso en operación comercial en 1998 con una potencia de 8 MW, integrada por dos unidades de ciclo binario que operan con vapor y agua. Sin embargo y después de estudios científicos se pudo concluir que una expansión de la capacidad instalada era viable, sin afectar significativamente la presión del yacimiento. Así en el 2008 se pone en operación una central de ciclo binario de 17 MW.



Figura 56: Central Generadora de 17 MW instalada en Ngawha, NZ

Japón

Kyushu posee una muy importante cantidad de recursos geotérmicos, dentro del los cuales se encuentra el campo mas grande del país: Hatchobaru con una capacidad instalada de 210 MW. En abril del 2006 se pone en operación comercial una unidad de ciclo binario de 2 MW. La unidad se alimenta con vapor y agua que producen los pozos que, debido a su presión, ya no pueden suministrar vapor a las unidades a condensación instaladas en Hatchobaru. La central recibe agua y vapor a 4 bar absolutos. El flujo de vapor es de 18 t/h y el agua de 64 t/h. El condensador es enfriado por aire. (Ref. 22)



Figura 57: Central de 2 MW de ciclo binario instalada en Hatchobaru, Japón

VI. Demanda, consumo y usos finales de electricidad generada con recursos geotérmicos de baja entalpía, sistemas de respaldo y/o sistemas híbridos. Caso ejemplo: Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.

Baja California es un estado cuyos recursos energéticos han jugado un papel fundamental para impulsar el desarrollo económico y elevar la calidad de vida de la población. La salud, la alimentación, el transporte, la educación y en general el bienestar dependen en gran medida de la disponibilidad suficiente y económica de los servicios energéticos.

Es indispensable un balance entre la oferta y la demanda para los sistemas energéticos. Los esfuerzos y retos políticos están enfocados hacia el tema de la calidad, disponibilidad y la seguridad de las fuentes de energía. Sin embargo, existen importantes oportunidades para el Estado, de preservar el medio ambiente y los recursos naturales, así como de mejorar la competitividad respecto a la demanda.

Indudablemente, la energía más barata es la que no necesitamos. Es decir, la energía se puede ahorrar mediante la aplicación de la tecnología apropiada en la industria, el remplazo de dispositivos que consumen gran cantidad de energía por dispositivos de bajo consumo, así como por la sustitución de combustible o del consumo eléctrico por energía renovable de pequeña escala, o simplemente al evitar el consumo innecesario por acciones individuales.

Población y vivienda

De acuerdo con el Consejo Nacional de Población (CONAPO) y el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), se estimó la trayectoria de vivienda total, suma de viviendas individuales y colectivas, así como viviendas ocupadas o desocupadas.

La proyección para el crecimiento de la población presenta una tmca (tasa media de crecimiento anual) de 0.6% para el 2025, así como de 2.2% y 2.4% anual en promedio para las viviendas totales y las particulares habitadas. Estos supuestos implican un descenso paulatino del tamaño promedio de las familias: de 3.4 miembros a sólo 2.5 habitantes por vivienda particular habitada.

Demanda máxima

Se calcula que para un escenario de planeación al 2025 la demanda máxima energética crecerá a una tasa media anual de 3.7%

Con lo que respecta a las tarifas que actualmente paga la población en la zona de Maneadero, Ensenada se tiene las siguientes clasificaciones:

Tarifa O-M:

Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW

Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda máxima medida y por la energía consumida:

Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar 10 veces el cargo por kilowatt de demanda máxima medida.

Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 10 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Temporadas de verano y fuera de verano

Verano:

Región Baja California: del 1 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Fuera de verano:

Región Baja California: del último domingo de octubre al 30 de abril.

Demanda máxima medida

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de

15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de facturación.

Cualquier fracción de kilowatt de demanda máxima medida se tomará como kilowatt completo.

Cuando la demanda máxima medida exceda de 100 kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa H-M. De no hacerlo, al tercer mes consecutivo en que exceda la demanda de 100 kilowatts, será reclasificado por el suministrador en la tarifa H-M, notificando al usuario.

Depósito de garantía

Resulta de aplicar 2 veces el importe del cargo por demanda máxima medida a la demanda contratada.

O-M	[\$/kW]	[\$/kWh]
Mes	Dem. Máx.	Consumo
ene-11	119.88	0.97
feb-11	120.59	0.99
mar-11	121.83	1.01
abr-11	122.90	1.00
may-11	136.51	1.29
jun-11	137.00	1.32
jul-11	136.55	1.35
ago-11	136.96	1.31
sep-11	137.26	1.35
oct-11	125.76	1.10
nov-11	127.80	1.13
dic-11	129.56	1.17

Tabla 23: Tarifa O-M, CFE

Tarifa H-M

Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.

Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía intermedia y por la energía de base.

Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada.

Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Periodos de punta, intermedio y base

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación:

Región Baja California:

Del 1º de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0:00 - 14:00 18:00 - 24:00	14:00 - 18:00
sábado		0:00 - 24:00	
domingo y festivo		0:00 - 24:00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 17:00 22:00 - 24:00	17:00 - 22:00	
sábado	0:00 - 18:00 21:00 - 24:00	18:00 - 21:00	
domingo y festivo	0:00 - 24:00		

Demanda facturable

La demanda facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max (DI - DP, 0) + FRB \times \max (DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria:

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.300	0.150
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo. Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

Energía de punta, intermedia y de base

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio.

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

Depósito de garantía

Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

H-M	[\$/kW]	[\$/kWh]			
Mes	Dem. Fact.	B	I	P	
ene-11	235.55	0.7324	0.932	1.8904	B Base
feb-11	236.94	0.7517	0.9566	1.9193	I Intermedia
mar-11	239.38	0.775	0.9863	1.9573	P Punta
abr-11	241.49	0.7554	0.9613	1.9438	
may-11	242.99	0.8246	1.0494	2.0322	■ Invierno
jun-11	243.86	0.8503	1.0821	2.0653	■ Verano
jul-11	243.06	0.8727	1.1107	2.0868	
ago-11	243.79	0.8412	1.0706	2.0555	
sep-11	244.33	0.8691	1.1061	2.0894	
oct-11	247.12	0.8614	1.0963	2.0936	
nov-11	251.12	0.8809	1.1211	2.1336	
dic-11	254.59	0.9223	1.1738	2.1957	

Tabla 24: Tarifa H-M, CFE

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.

Tarifa 2:

Servicio general hasta 25 kW de demanda.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Cuando el usuario no haga uso del servicio cubrirá como mínimo el cargo fijo a que se refiere el punto 2 de esta tarifa.

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario con base en sus necesidades de potencia. Cualquier fracción de kilowatt se considerará como kilowatt completo. Cuando el usuario exceda la demanda de 25 kilowatts, deberá solicitar al suministrador aplique la tarifa 3. De no hacerlo, a la tercera medición consecutiva en que exceda la demanda de 25 kilowatts, será reclasificado por el suministrador, notificándole al usuario.

Depósito de garantía

Es el importe que resulte de aplicar el cargo adicional por energía consumida del primer bloque del numeral 2.2 a los consumos mensuales que se indican según los casos:

- a) 125 kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.
- b) 350 kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.
- c) 400 kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

Mes	Cargo Fijo	1eros. 50 [kWh]	Siguientes 50[kWh]	[kWh] Adicional
ene-11	47.82	1.942	2.346	2.580
feb-11	48.10	1.967	2.377	2.614
mar-11	48.60	2.001	2.419	2.660
abr-11	49.03	1.995	2.412	2.652
may-11	49.33	2.067	2.499	2.748

jun-11	49.51	2.094	2.532	2.784
jul-11	49.35	2.109	2.550	2.804
ago-11	49.50	2.086	2.523	2.774
sep-11	49.61	2.113	2.556	2.810
oct-11	50.18	2.122	2.567	2.822
nov-11	50.99	2.161	2.614	2.874
dic-11	51.69	2.216	2.680	2.947

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda hasta de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Tarifa 3:

Servicio general para más de 25 kW de demanda.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Mínimo mensual

El importe que resulte de aplicar 8 veces el cargo por kilowatt de demanda máxima.

Demanda por contratar

La demanda por contratar la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor de 60% de la carga total conectada ni menor de 25 kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Cualquier fracción de kilowatt se tomará como kilowatt completo.

Demanda máxima medida

La demanda máxima medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período de facturación.

Depósito de garantía

Es 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda máxima a que se refiere el punto de la demanda contratada.

Tarifa 3	[\$/kW]	[\$/kWh]
----------	---------	----------

Mes	Dem. Máx.	Consumo
ene-11	217.07	1.442
feb-11	218.35	1.469
mar-11	220.60	1.504
abr-11	222.54	1.484
may-11	223.92	1.574
jun-11	224.73	1.607
jul-11	223.99	1.632
ago-11	224.66	1.596
sep-11	225.15	1.631
oct-11	227.72	1.628
nov-11	231.41	1.661
dic-11	234.60	1.719

Tabla 25: Tarifa 3, > de 25 kW, CFE

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Las tarifas eléctricas están sujetas a ajustes mensuales. Las residenciales (excepto la doméstica de alto consumo (DAC)), las agrícolas, las de bombeo de aguas potables y negras, y las de alumbrado público se incrementaron mediante factores fijos para recuperar la inflación.

Las tarifas industriales de alta y media tensión (HT, HTL, HS, HSL, HM, HMC y OM), las comerciales (2, 3 y 7) y en el sector residencial la tarifa DAC, lo hacen automáticamente con factores variables que se determinan mensualmente, como función de las variaciones en el costo de suministro.

En todos los casos, la proyección del precio medio de los diferentes sectores de usuarios para el periodo de pronóstico 2010—2025, se realiza con la proyección de ajustes anuales. El ajuste anual depende de las previsiones inflacionarias del periodo, expresadas en el Índice Nacional de Precios al Consumidor. Se ha considerado una ligera racionalización de los subsidios sin que se alcance el equilibrio de su relación precio/costo. En este grupo se encuentran básicamente las tarifas del sector residencial 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, y del sector agrícola 9CU y 9N. Asimismo la tarifa 6 de bombeo de aguas potables y negras.

En el otro caso tarifas sujetas a ajustes automáticos mensuales vinculados a los movimientos del costo de suministro el ajuste anual resulta de esas mismas previsiones inflacionarias del periodo y de los movimientos de los precios de los combustibles. Ambos determinantes provienen de los escenarios económicos y de precios de combustibles preparados por la SENER.

De acuerdo con el POISE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico) se plantean 3 escenarios al 2025:

- El de Planeación que sirve como eje de referencia para el ejercicio de planeación y considera una tasa media de crecimiento anual del PIB de 3.5%.
- El Alto que considera el mayor crecimiento del PIB con una tasa media de 4.2%.
- Y el Bajo que corresponde a un desarrollo bajo de la economía y considera una tasa media de crecimiento de 2.8%.

Para los tres escenarios, los precios sectoriales tienen comportamientos vinculados a la trayectoria de cada escenario económico y a los precios de los combustibles. En consecuencia, en los tres casos las relaciones precio/costo se modifican como resultado de los diferentes movimientos de esos escenarios.

La Figura 58 muestra las trayectorias del precio medio total para cada uno de los escenarios.

Como consecuencia de las diversas trayectorias de precios tanto de los sectores subsidiados como de los sectores sujetos al mecanismo de ajuste automático el precio medio total aumenta en los tres escenarios para el periodo 2010—2025 con tasas medias anuales de 0.7%, 1.3% y 0.2%, en los escenarios de Planeación, Alto y Bajo respectivamente.

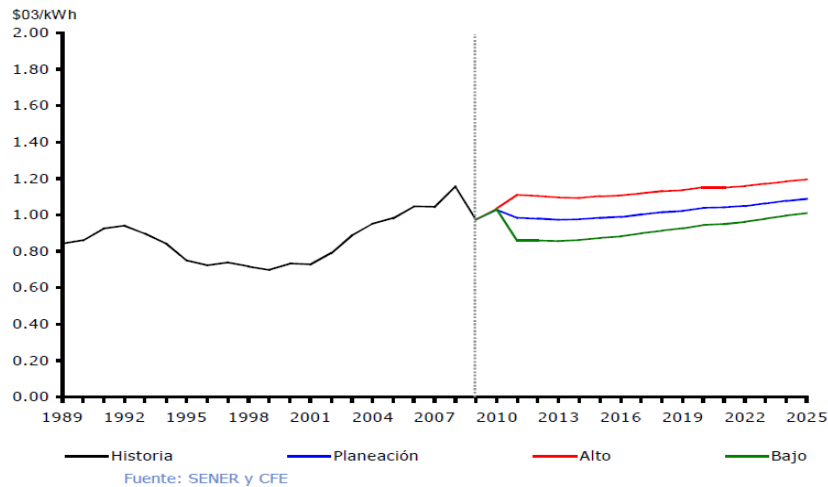


Figura 58: Trayectorias del precio medio total de electricidad, Escenarios de Planeación, Alto y Bajo 2010 a 2025.

Pronósticos de la demanda de la energía eléctrica

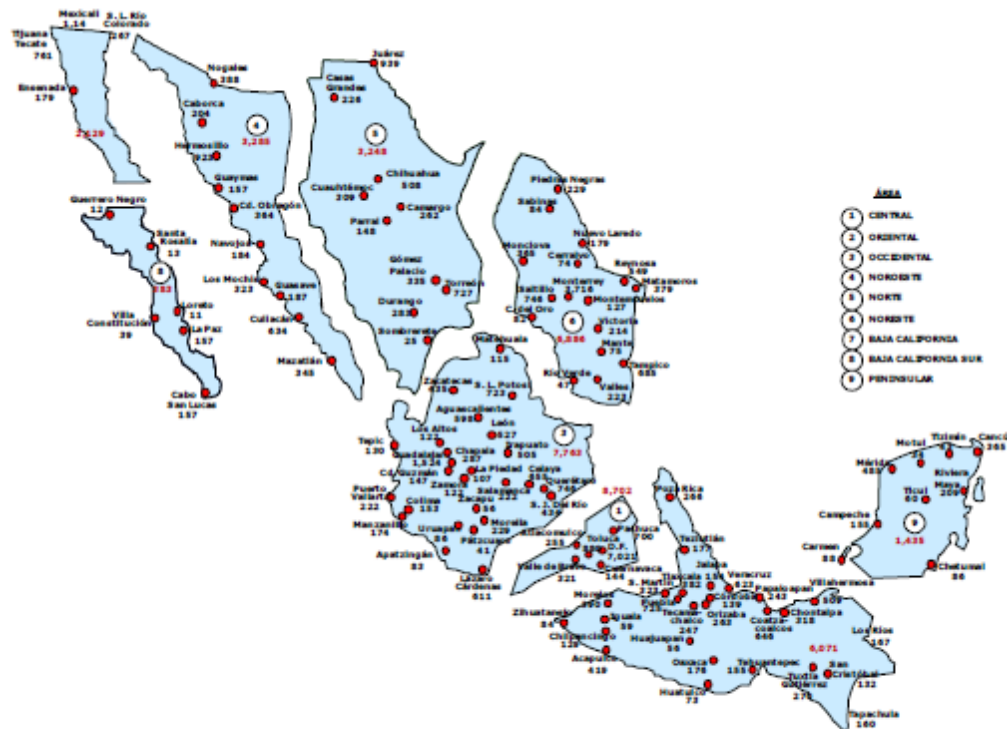
Para los pronósticos de la demanda de energía eléctrica se toman en cuenta los siguientes factores:

- La evolución de las ventas en los sectores tarifarios y zonas del país.
- Los registros históricos, solicitudes de servicio y encuestas a usuarios de cargas importantes, con demanda de potencia generalmente superior a 1 MW y que en su mayoría corresponden al sector industrial.
- La evolución histórica de las pérdidas de energía en zonas, regiones y áreas.
- El desarrollo de la demanda en bancos de transformación.
- El comportamiento histórico de los factores de carga y de diversidad de las zonas.
- Los valores reales y estimaciones futuras de los usos propios de generación, y servicios propios recibidos por transmisión y distribución.
- La caracterización y proyección de las cargas autoabastecidas.
- Los escenarios del consumo sectorial de electricidad.
- La demanda máxima anual de una zona se calcula utilizando los valores estimados para la energía bruta y el factor de carga de esa zona.
- El pronóstico de los factores se deriva del análisis de la serie histórica correspondiente, al considerar por separado las demandas de desarrollo normal y cargas importantes.

En la Tabla 31 y la Figura 59, se muestra la distribución de la demanda máxima en 2009.

Sistemas	Demanda 2009	
	(MW)	(%)
Interconectado Nacional	33,568	93.0
Baja California	2,129	5.9
Baja California Sur	360	1.0
Aislados	31	0.1
Total no coincidente	36,088	100.0

Tabla 26: Distribución de la demanda máxima



1/ Los valores mayores, independientemente de la hora en que ocurren

Figura 1.11

Figura 59: Demanda máxima en Baja California

Con lo que respecta al crecimiento esperado de la demanda máxima bruta, se observa una tendencia similar a la del PIB. La evolución histórica de 2000 a 2009 presenta un crecimiento de 3.0%, y por el contrario en 2009 la demanda registró un decremento de 0.3 por ciento. Para 2010—2025 se espera una tasa media anual de 3.7 por ciento. La Figura 60 indica las tasas de crecimiento en varios periodos de 2000 a 2025 para la demanda máxima de Baja California.

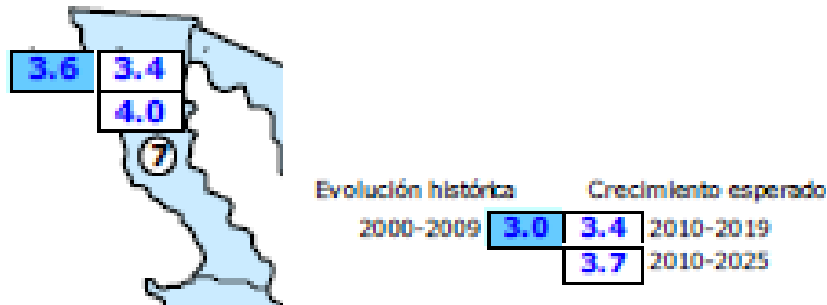


Figura 60: Crecimiento medio anual de la demanda máxima bruta en Baja California (%).

Las Tablas 27 y 28 presentan las cifras históricas para 2000—2009, así como los pronósticos para la demanda máxima bruta de cada área del SEN.

AÑO	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	PENINSULAR	PEQS. ^{1/} SISTEMAS	SIN
2000	7,439	5,058	6,062	2,365	2,421	5,245	1,695	204	908	21	27,377
2001	7,700	5,291	6,157	2,496	2,516	5,558	1,698	224	971	22	27,571
2002	7,737	5,373	6,345	2,457	2,660	5,676	1,699	215	985	22	28,187
2003	7,874	5,434	6,532	2,491	2,720	5,888	1,823	214	1,043	22	29,408
2004	8,047	5,425	6,523	2,606	2,853	6,148	1,856	234	1,087	24	29,301
2005	8,287	5,684	7,047	2,872	2,997	6,068	1,961	264	1,175	24	31,268
2006	8,419	5,882	7,106	2,916	3,113	6,319	2,095	284	1,284	25	31,547
2007	8,606	5,786	7,437	3,059	3,130	6,586	2,208	307	1,290	28	32,577
2008	8,435	6,181	8,069	3,072	3,328	6,780	2,092	341	1,404	30	33,680
2009	8,702	6,071	7,763	3,285	3,248	6,886	2,129	360	1,441	31	33,568
tmca % (2000-2009)	1.9	2.1	3.1	4.0	3.8	3.8	3.6	6.8	5.6	4.7	3.0

1/ Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

Tabla 27: Demanda máxima bruta (MW) 2000-2009

AÑO	CENTRAL	ORIENTAL	OCCIDENTAL	NOROESTE	NORTE	NORESTE	BAJA CALIFORNIA	BAJA CALIFORNIA SUR	PENINSULAR	PEQS. SISTEMAS	SIN
2010	9,000	6,272	8,175	3,617	3,385	7,090	2,229	371	1,526	32	35,310
2011	9,595	6,383	8,206	3,665	3,466	7,228	2,237	382	1,558	32	36,103
2012	9,720	6,349	8,249	3,826	3,555	7,667	2,246	394	1,591	33	36,925
2013	9,976	6,499	8,499	3,936	3,658	8,011	2,321	417	1,671	35	38,103
2014	10,106	6,615	8,745	4,025	3,759	8,349	2,404	441	1,740	36	39,122
2015	10,290	6,801	9,078	4,148	3,875	8,700	2,506	468	1,822	37	40,398
2016	10,568	7,051	9,449	4,266	3,997	9,083	2,618	498	1,914	38	41,907
2017	10,884	7,343	9,837	4,408	4,155	9,485	2,729	530	2,014	40	43,545
2018	11,214	7,630	10,237	4,583	4,308	9,872	2,855	566	2,119	42	45,223
2019	11,604	7,916	10,654	4,727	4,455	10,276	2,981	608	2,239	44	46,960
2020	11,925	8,201	11,044	4,910	4,603	10,644	3,117	650	2,359	46	48,643
2021	12,358	8,533	11,595	5,125	4,791	11,075	3,282	701	2,504	48	50,704
2022	12,792	8,880	12,130	5,373	4,982	11,491	3,446	753	2,655	51	52,813
2023	13,256	9,254	12,632	5,619	5,186	11,914	3,619	812	2,818	53	54,966
2024	13,716	9,620	13,127	5,867	5,390	12,311	3,791	872	2,985	56	57,118
2025	14,268	10,063	13,717	6,166	5,640	12,792	3,992	941	3,180	59	59,625
tmca % (2010-2019)	2.9	2.7	3.2	3.7	3.2	4.1	3.4	5.4	4.5	3.6	3.4
tmca % (2010-2025)	3.1	3.2	3.6	4.0	3.5	3.9	4.0	6.2	5.1	4.2	3.7

Tabla 28: Demanda máxima bruta (MW) del SEN, Escenario de Planeación

Consumo de cargas autoabastecidas

En las Tablas 34 y 35 se presentan la evolución de la demanda en cargas de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. Los datos se basan en información proporcionada por la SENER en las reuniones del grupo interinstitucional para la elaboración del documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 2010—2025.

AÑO	AUTOABASTECIMIENTO	
	LOCAL	REMOTO
2000	3,067	128
2001	3,705	122
2002	3,541	476
2003	3,643	1,092
2004	2,843	1,299
2005	2,922	1,401
2006	3,452	1,548
2007	3,954	1,657
2008	4,543	1,776
2009	4,459	2,077
tmca % (2000-2009)	3.4	33.4

Tabla 29: Demanda máxima autoabastecida (MW) 2000-2009

AÑO	AUTOABASTECIMIENTO		PROYECTOS DE TEMPORADA ABIERTA ^{1/}	REMOTO MÁS TEMPORADA ABIERTA
	LÓCAL	REMOTO		
2010	4,556	2,329		2,329
2011	4,556	2,469	807	3,276
2012	4,644	2,477	1,095	3,572
2013	4,746	2,527	1,491	4,018
2014	4,746	2,544	1,491	4,035
2015	4,746	2,544	1,491	4,035
2016	4,746	2,544	1,491	4,035
2017	4,746	2,544	1,491	4,035
2018	4,746	2,544	1,491	4,035
2019	4,746	2,544	1,491	4,035
2020	4,746	2,544	1,491	4,035
2021	4,746	2,544	1,491	4,035
2022	4,746	2,544	1,491	4,035
2023	4,746	2,544	1,491	4,035
2024	4,746	2,544	1,491	4,035
2025	4,746	2,544	1,491	4,035
tmca % (2010-2019)	0.6	2.0		6.9
tmca % (2010-2025)	0.4	1.3		4.2

^{1/} Corresponde a la capacidad de generación instalada

Tabla 30: Demanda máxima autoabastecida (MW) 2010-2015

Para determinar la regionalización del autoabastecimiento local y remoto es necesario que en los proyectos se defina la ubicación de las cargas en el sistema eléctrico.

En 2009 se pronosticó que el autoabastecimiento llegaría a 24,417 GWh. El valor real al cierre fue de 23,745 GWh, lo que significa una desviación de 2.8% por abajo de lo previsto. Los proyectos que iniciaron operación en este año fueron: Proenermex (2 MW), Procter and Gamble (45 MW), Parques Ecológicos de México (80 MW), Eurus (250 MW) e Hidrorizaba (1.2 MW).

La tasa estimada de crecimiento medio anual del autoabastecimiento remoto para Baja California es de 0.4% para 2014 a 2019 y 0.2% para el 2014 a 2025.

Infraestructura actual de generación y transmisión

El Sistema Eléctrico Nacional se organiza en nueve regiones, la operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali. Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.

El sistema de Baja California (norte) opera ligado a la red eléctrica de la región occidental de EUA I Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos enlaces de transmisión a 230 kV. Esto permite a CFE realizar exportaciones e importaciones económicas de capacidad y energía, y recibir apoyo en situaciones de emergencia.

En 2008 no se incrementó la capacidad de generación en el área Baja California y en 2009 inició su operación la central Baja California (277 MW). Para 2013 se tiene programada la entrada de Baja California II TG fase I (124 MW) y Baja California III (294 MW); en 2014 la de varios proyectos como: Baja California II Mexicali (276MW), Rumorosa I y II (200MW), así como la interconexión al SIN.

Para Baja California, durante 2008 y 2009 las demandas fueron de 2,092 MW y 2,129 MW respectivamente, y estuvieron por debajo de la registrada en 2007 con 2,208 MW. Para 2010 la demanda sobrepasó en 21 MW la de 2007.

Al posponerse los proyectos Cerro Prieto V, debido a la incertidumbre en la producción de vapor en el campo geotérmico de Cerro Prieto, y Baja California II TG fase I al declararse desierta su licitación, para garantizar la confiabilidad del suministro y seguridad del sistema, será necesario importar capacidad durante 2010-2013.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Capacidad instalada (MW)	2,326	2,402	2,398	2,518	3,041	3,046	3,037	3,057	3,024	3,541	3,496	3,737	3,722	4,268	4,266	4,266
Interconexión al SIN (MW) ^{1/}					-277	-165	-27	81	259	-113	88	37	240	-106	94	271
Importación de EUA (MW)	237	171	184	151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54
Capacidad total (MW) ^{2/}	2,563	2,573	2,582	2,669	2,764	2,882	3,011	3,139	3,283	3,428	3,585	3,775	3,962	4,162	4,360	4,591
Demanda (MW) ^{3/}	2,229	2,237	2,246	2,321	2,404	2,506	2,618	2,729	2,855	2,981	3,117	3,282	3,446	3,619	3,791	3,992
Reserva de capacidad (MW)	334	336	337	348	361	376	393	409	428	447	468	492	517	543	569	599
Margen de reserva (%) ^{4/}	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0

Tabla 31: Margen de reserva del sistema Baja California

En lo que respecta a las líneas de transmisión de Baja California, el área Baja California se divide en dos regiones: Costa y Valle. La primera está compuesta por las zonas Tijuana, Tecate y Ensenada, y la segunda por Mexicali y San Luis Río Colorado. Ambas operan interconectadas en el nivel de 230 kV a través de dos circuitos entre las subestaciones La Rosita y La Herradura, que forman el enlace Costa-Valle.

El sistema eléctrico opera permanentemente interconectado con el de San Diego Gas & Electric (SDG&E) e Imperial Irrigation District (IID), por medio de dos enlaces en 230 kV, uno entre las subestaciones La Rosita (CFE)-Imperial Valley (EUA), en el valle de Mexicali y otro entre las subestaciones Tijuana I (CFE)-Miguel (EUA), en la ciudad de Tijuana. Estos enlaces le permiten llevar a cabo transacciones de compra-venta de energía eléctrica en el mercado del oeste de EUA.

La generación instalada a diciembre de 2009 alcanzó 2,601 MW. Los principales centros de generación son la central Presidente Juárez con 1,303 MW, la geotermoeléctrica de Cerro Prieto con una capacidad actual de generación de 540 MW por la declinación del campo geotérmico, y el ciclo combinado Mexicali con 489 MW.

La demanda máxima en 2010 fue de 2,229 MW y el crecimiento medio en los últimos cinco años fue de 1.6 por ciento. Por su ubicación geográfica, ha sido un área estratégica para el desarrollo de empresas maquiladoras que se conectan en alta y media tensión.

Aunque en los últimos años se había contraído y limitado su expectativa de crecimiento por la crisis económica mundial, el corredor Tijuana-Tecate presenta un desarrollo residencial y comercial importante, así mismo en el último año el sur de la ciudad de Mexicali creció 4.7%.

En la zona Tijuana predomina el suministro de carga residencial e industrial y la demanda se sostiene durante el año, sin variaciones importantes en sus distintas estaciones. Sin embargo, existe dificultad para adicionar nuevos elementos de transmisión dentro de la ciudad, por lo accidentado del terreno, la densidad de carga y la creciente demanda, lo cual plantea la necesidad de planificar un sistema de subtransmisión robusto en 115 kV, que permita satisfacer la creciente demanda de servicios en el mediano plazo.

La zona Ensenada se clasifica como predominantemente residencial y de servicios turísticos, con una demanda máxima nocturna, la cual permanece constante la mayor parte del año.

Suministra energía a diversas poblaciones rurales dispersas que se ubican al sur de Ensenada, situación que ante contingencias sencillas podría ocasionar bajos voltajes, principalmente en las subestaciones de San Felipe, San Simón y San Quintín, lo que hace necesaria la adición de compensación capacitiva.

En la región Valle, el clima afecta considerablemente el comportamiento de la demanda debido a las variaciones extremas de la temperatura. Durante el verano predomina la carga industrial y de equipos de refrigeración residencial, comercial y de servicios; sin embargo, durante el invierno la demanda disminuye alrededor de 40 por ciento. El oriente de la ciudad de Mexicali podría estar propenso a bajos voltajes en condiciones de demanda máxima y ante contingencias.

La zona San Luis Río Colorado se alimenta radialmente desde Mexicali, y ante diversas contingencias se estima necesario reforzar la infraestructura para controlar voltajes. Por

tal razón, en el mediano plazo se requiere formar un anillo interno en la ciudad de San Luis Río Colorado y reforzar la red de transmisión de la zona en 230 kV.

El área durante los meses de verano requiere importar energía del WECC, lo cual ocurrirá hasta que entre operación la interconexión con el Sistema Interconectado Nacional.

Respecto a las obras principales tanto presentes como futuras se tiene la obra Ruiz Cortines entronque Cerro Prieto I-Parque Industrial San Luis formará un anillo en 161 kV entre las subestaciones Parque Industrial San Luis, Ruiz Cortines e Hidalgo, permitiendo atender los requerimientos de energía en San Luis Río Colorado. La LT Cerro Prieto II-Parque Industrial San Luis en 230 kV permitirá evitar cortes de carga ante contingencias de los enlaces entre Mexicali y San Luis Río Colorado. El enlace de transmisión Mexicali II, Tecnológico para junio de 2014 iniciará la formación de un anillo interno en 230 kV entre las subestaciones Centro, Cetys, Tecnológico y Aeropuerto II. Ver Figura 61.

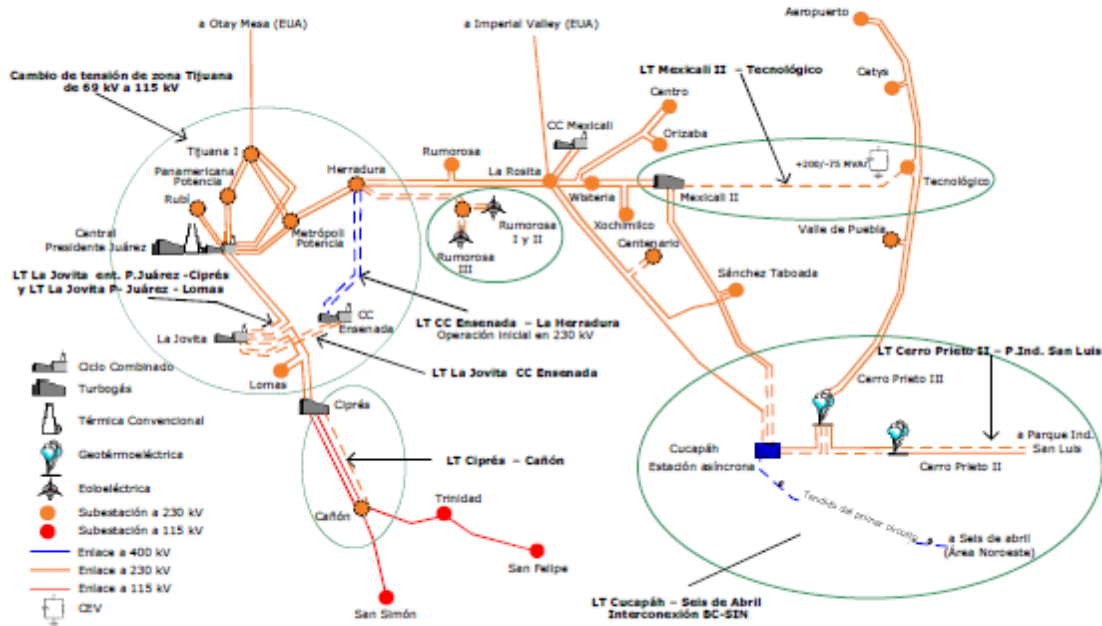


Figura 61: Principales proyectos en la red troncal del área de Baja California

Con la apertura del sitio La Jovita para ubicar la central Baja California III en la zona Ensenada, se ha programado una red de transmisión en 230 kV que permitirá el suministro local en 2012 mediante el entronque de la LT Presidente Juárez–Ciprés.

Para el suministro de poblaciones al sur de la ciudad de Ensenada, se tiene la adición de 100 MVA5/ de capacidad de 230/115 kV en la subestación Cañón para junio de 2017, por

lo que será posible atender los crecimientos del desarrollo turístico de San Felipe y Alto Golfo de California.

Para la zona Tijuana, sobresale el cambio de tensión en la red de subtransmisión de 69 kV a 115 kV de la parte sur y poniente de la ciudad, incrementando la capacidad de transmisión, que permitirá atender su desarrollo, formando un anillo externo en 115 kV entre las subestaciones Presidente Juárez, Metrópoli Potencia, La Herradura y Tijuana I.

Durante el periodo 2011-2020 se incorporarán 532 MVAR de compensación capacitiva/inductiva en las subestaciones Tecnológico, Ruiz Cortines, Metrópoli Potencia, Tijuana I y La Herradura principalmente. En las Tablas 32 y 33 se presentan las obras principales en 2011-2020.

Así mismo, se tiene el proyecto de la interconexión del área al SIN, mediante un enlace de transmisión en 400 kV, entre las subestaciones Seis de Abril del área Noroeste y Cucapáh (futura), a través de una estación asíncrona de 300 MW de capacidad ubicada en la subestación Cucapáh. Con las obras involucradas se formarán dos anillos en 230 kV que rodearán la ciudad de Mexicali.

Línea de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada
Cerro Prieto II-Parque Ind. San Luis ²	230	2	54.1	Nov-11
Ruiz Cortines entronque Cerro Prieto I - Parque Industrial	230	2	2.0	Nov-11
Valle de Puebla entronque Sánchez Taboada-Tecnológico	230	2	3.6	Nov-11
San Luis Rey entronque Parque Industrial San Luis-Hidalgo	230	2	2.0	Nov-12
La Jovita entronque Presidente Juárez-Ciprés ^{1, 2}	230	4	18.4	Oct-12
Centenario entronque La Rosita-Sánchez Taboada	230	2	5.6	Abr-12
Rumorosa eólico - La Herradura	230	2	160.0	Dic-13
Cucapáh-Cerro Prieto III	230	2	20.0	Abr-14
Cucapáh entronque La Rosita-Cerro Prieto II	230	2	4.0	Abr-14
Cucapáh entronque Mexicali II-Cerro Prieto III	230	2	12.0	Abr-14
Cerro Prieto III entronque La Rosita-Cerro Prieto II	230	2	2.0	Abr-14
Mexicali II-Tecnológico ¹	230	2	11.0	Jun-14
Ciprés-Cañón ¹	230	2	84.0	Jun-17
LT CC Ensenada-La Herradura	400	2	160.0	Oct-18
LT CC Ensenada-La Jovita	230	2	30.0	Oct-18
La Jovita entronque Presidente Juárez-Lomas ³	230	4	18.4	Oct-18
Ejido San Luis entronque Chapultepec - Parque Industrial	230	2	84.0	Oct-20
Total			671.1	

1/ Tendido del primer circuito 2/ Tendido del segundo circuito 3/ Tendido del tercer y cuarto circuito

Tabla 32: Principales obras programadas en el área de Baja California 2011-2020

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de transformación	Fecha de entrada
Valle de Puebla Banco 1	4	T	40	230 /13.8	Nov-11
Centenario Banco 1	4	T	40	230 /13.8	Abr-12
Cucapáh	3	EA	300	230 /230	Abr-14
Metrópoli Potencia Banco 2	4	AT	300	230 /115	Ene-16
Tijuana I Banco 4	4	AT	300	230 /115	Ene-16
Cañón Banco 1	4	AT	133	230 /115	Jun-17
Parque Industrial San Luis Banco 4	3	AT	225	230 /161	Oct-20
Panamericana Potencia Banco 1	4	AT	300	230 /115	Jun-20
El Rubí Banco 2	4	AT	300	230 /115	Jun-20
Total			1,938		

AT: Autotransformador EA: Estación Asíncrona.

Tabla 33: Principales obras programadas en el área Baja California 2011-2020

Generación con energía alternativa

Con el plan de expansión del sistema de generación que se presenta, se estima alcanzar en 2012 una participación de 29.9% de la capacidad total con tecnologías limpias y de 35% al final del horizonte de planeación.

Así mismo, se estima una participación de 7% de la capacidad total en 2012 con fuentes de energía renovable, de acuerdo con la definición en la LAERFTE, y de 10.3% en 2025.

Las adiciones de capacidad totales de permisionarios —remoto más local— serán de 5,488 MW, con lo que el *sector eléctrico* tendrá una capacidad de 90,964 MW en 2025. De esta capacidad, la del servicio público representará 86% y la de los autoabastecedores 14 por ciento.

La capacidad de generación para autoabastecimiento se estima llegará en 2025 a 12,716 MW, de los cuales 7,045 MW corresponden a autoabastecimiento remoto y 5,671 MW a autoabastecimiento local.

En 2009, el consumo autoabastecido en las modalidades establecidas por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) fue de 23.8 TWh y representó 11.6% de la suma de ventas más autoabastecimiento de electricidad. Se estima que para los tres escenarios, el autoabastecimiento alcance un volumen de 34.5 TWh en 2014.

En la Tabla 34 se clasifica la capacidad por tecnología en las diferentes regiones y en la Figura 62 se señala su participación para 2009.

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Peninsular	Pequeños Sistemas 2/	Total
Termoeléctrica convencional	2,250	2,217	3,466	2,052	936	1,100	320	113	442		12,895
Ciclo combinado	1,038	2,807	1,098	735	2,138	7,012	1,262		1,481		17,572
Turbogás	790	206	24	100	161	284	299		377	28	2,505
Combustión interna								183		33	216
Carboeléctrica			2,100			2,600					4,700
Hidroeléctrica	1,628	6,136	2,532	941	28	118					11,383
Nucleoeléctrica		1,365									1,365
Geotermoeléctrica		40	195				720			10	965
Eoloeléctrica		85								1	85
Total	5,706	12,856	9,414	3,828	3,263	11,114	2,601	531	2,300	72	51,686

1/ Al 31 de diciembre de 2009

2/ Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

Tabla 34: Capacidad efectiva por tecnología y área de control (MW) Servicio Público

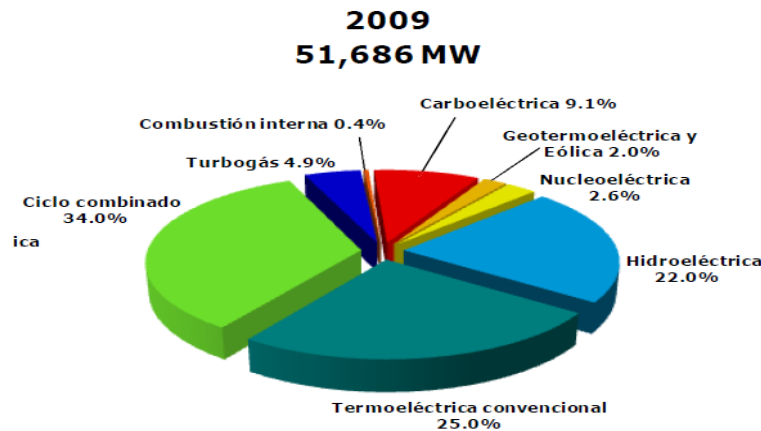


Figura 62: Participación por tecnología para el 2009

Generación con geotermia

El mayor aprovechamiento de esta energía se localiza cerca de Mexicali, Baja California, en la central Cerro Prieto con 720 MW y representa 75% de la capacidad geotermoeléctrica instalada. El 25% restante se encuentra en Los Azufres, Michoacán (194.5 MW), Humeros, Puebla (40 MW), y Tres Vírgenes, Baja California Sur (10 MW).

Los registros recientes de producción de vapor en el campo geotérmico de Cerro Prieto muestran una tendencia decreciente. En 2006 la producción promedio fue de 6,215 ton/hr. En 2009, la producción promedio fue de 5,100 ton/hr y para el mediano plazo se estima bajará a 5,000 ton/hr. Con este nivel, la capacidad que se podrá despachar será de aproximadamente 550 MW. Además, se estima una declinación aún mayor en el futuro, a 3,500 ton/hr, lo que sólo permitirá aprovechar una capacidad del orden de 350 MW.



Figura 63: Capacidad de transmisión entre corredores de transmisión (MW) en 2009

Sin embargo, dada la vocación de la Península en sus sectores industrial, turístico y agrícola de primer nivel, se vislumbran amplias oportunidades para el desarrollo de infraestructura que les provea de energía eléctrica a través de geotermia de baja entalpía.

Principalmente, se han encontrado manantiales termales en la zona costa al sur de Maneadero, Ensenada, habiéndose registrado temperaturas de hasta 90°C a 1m de profundidad en algunas zonas.

Haciendo un breve ejercicio relacionado con este punto, considerando que se requiere instalar una planta geotérmica de ciclo binario de 1MW, se tiene que el Costo Nivelado de la Energía, incluyendo el costo de operación y mantenimiento, para una tasa de descuento del 10% y variando el tiempo de vida útil de 20 a 30 años es:

Tasa 10% para 2500 [U\$/kW]	Tasa 10% para 2800 [U\$/kW]	Tasa 10% para 3500 [U\$/kW]
-----------------------------	-----------------------------	-----------------------------

Años	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]
20	0.058	0.062	0.073
25	0.055	0.059	0.069
30	0.053	0.057	0.067

Tabla 35: Cálculo del Costo Nivelado variando la inversión inicial y la vida útil

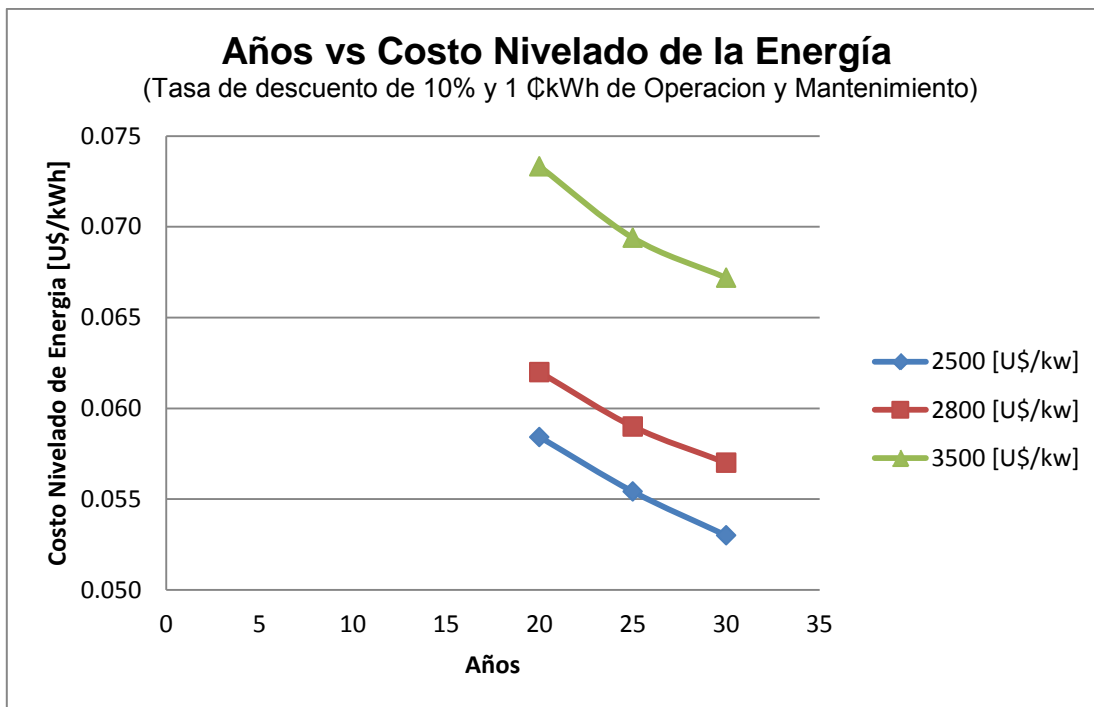


Figura 64: Cálculo del Costo Nivelado variando la inversión inicial y la vida útil

Ahora, para el caso supuesto en el que se varíe la tasa de descuento se tienen los siguientes costos nivelados:

	Tasa 8% para 2800 [U\$/kW]	Tasa 10% para 2800 [U\$/kW]	Tasa 12% para 2800 [U\$/kW]
años	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]
20	0.056	0.063	0.070
25	0.052	0.060	0.067

30	0.050	0.058	0.066
----	-------	-------	-------

Tabla 36: Cálculo del Costo Nivelado variando la tasa de descuento y la vida útil

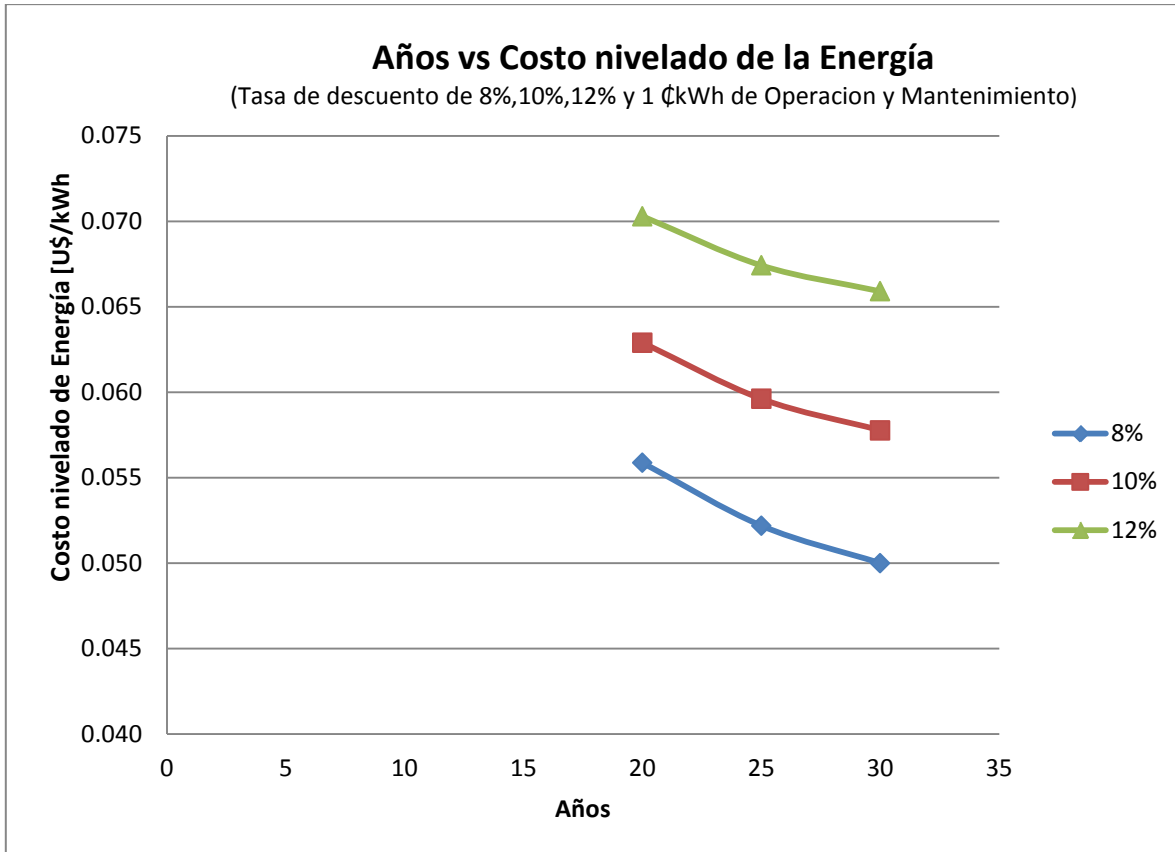


Figura 65: Cálculo del Costo Nivelado variando la tasa de descuento y la vida útil

Como se observa en las Figuras 64 y 65 la tendencia del costo nivelado es a la baja con una pendiente negativa, lo cual representa los bajos costos de operación y mantenimiento de la infraestructura.

Haciendo una comparación entre las tarifas que actualmente se pagan en la zona de Maneadero, Ensenada se puede observar que la generación de electricidad con energía geotérmica es competitiva con un amplio margen de utilidad para el inversionista que se interese por proyectos de este tipo.

Aunado a lo anterior, en el pasado decenio las ventas más autoabastecimiento crecieron 3.9% como consecuencia de una evolución anual de 3.7% de la electricidad suministrada por el servicio público y de 6.1% del autoabastecimiento. En particular, desde 2004 el volumen de la autogeneración superó los 20 TWh anuales. Específicamente, en 2009 alcanzó un nivel anual cercano a los 24 TWh.

Considerando todos los supuestos descritos, se estima que en 2010—2025 las ventas más autoabastecimiento del escenario de Planeación crecerán en promedio 4.3% al año.

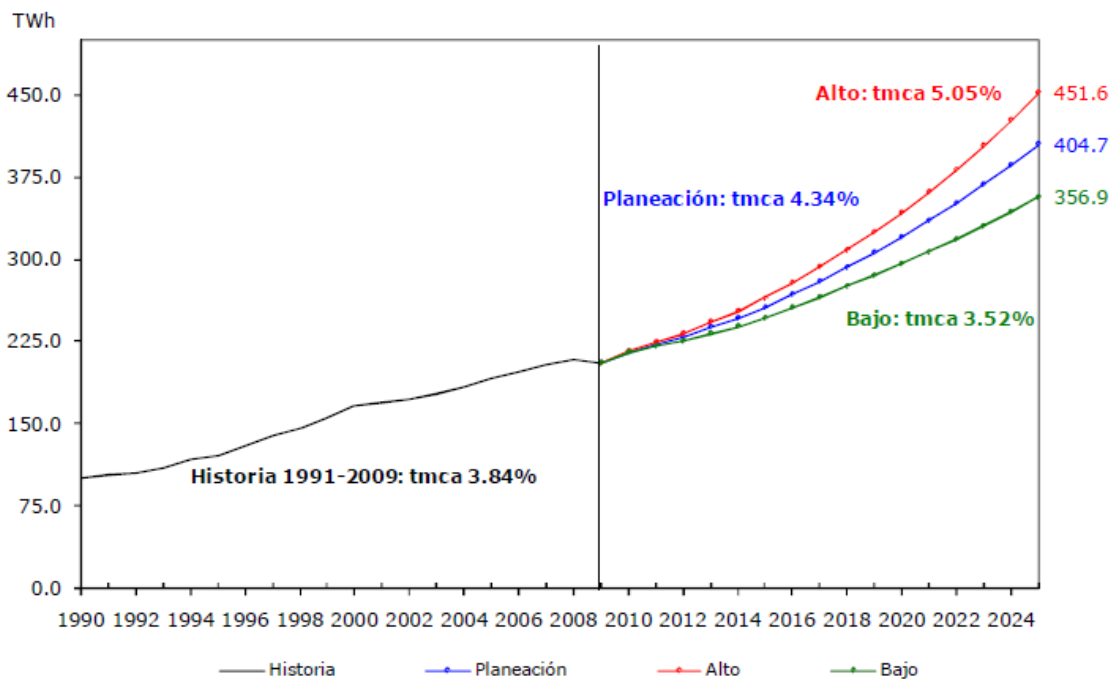


Figura 66: Ventas mas autoabastecimiento 1990-2009 y Escenarios 2010-2025.

Una vez más, la dinámica de las ventas del servicio público de electricidad descansa en las ventas a la industria y los grandes comercios. Actualmente representan 56.5% de las totales: 37.3% al sector empresa mediana y 19.2% al sector gran industria. En el periodo de pronóstico, estos dos sectores incrementarán sus tasas medias anuales en 6.4% y 4.4% respectivamente. Conjuntamente lo harán a 5.1% anual, medio punto porcentual superior a las ventas totales. Así, en 2025 llegarán a representar 66.5% de las totales del servicio público.

Para este mismo periodo de pronóstico, el sector de mayor crecimiento en las ventas será la gran industria, en lo fundamental por el dinamismo económico relativo de las ramas económicas en las que se encuentran los usuarios de este sector.

Los sectores residencial, comercial y servicios, que integran el denominado Desarrollo Normal, crecerán 4.0% al año en conjunto, tasa 0.5 puntos porcentuales mayor a la del año pasado (3.5%).

Finalmente se estima que las ventas al sector agrícola registren un nivel de volumen ligeramente mayor. Su crecimiento anual es de 2.1%, similar a 2.0% del anterior ejercicio de planeación. Por tal motivo, se recomienda ampliamente encaminar los esfuerzos de generación con geotermia al sector industrial y turístico de Ensenada.

Autoabastecimiento y cogeneración

Uno de los objetivos de la Estrategia Nacional de Energía, publicada por la SENER en febrero de 2010, plantea diversificar las fuentes de energía, incrementando la participación de tecnologías limpias a 35% (servicio público y autoabastecimiento) para 2024, considerando cotas máximas para tecnologías a base de combustibles fósiles y metas para la utilización de fuentes de energía renovable.

En los últimos años ha cobrado especial importancia la participación de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica principalmente bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración. La instalación de nuevas centrales con base en estos esquemas influirá de manera importante en el desarrollo del SEN, ya que será necesario adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo requeridos. Las decisiones de inversión para estos proyectos dependen principalmente de los particulares.

En estudios recientes, se concluyó la conveniencia técnica y económica de interconectar el área Baja California al SIN mediante un enlace asíncrono. Esta interconexión aportará entre otros beneficios, apoyar la demanda de punta del sistema Baja California a partir de los recursos de generación del SIN, y en los periodos de menor demanda en Baja California exportar al SIN los excedentes de capacidad y energía tipo base (geotérmica y ciclo combinado) de esta área, aprovechando la diversidad de la demanda entre los dos sistemas.

Con esta interconexión, se reducirán los costos de inversión en infraestructura de generación y los de producción globales. Además, el enlace de Baja California al SIN abrirá nuevas oportunidades para efectuar transacciones de potencia y energía con diversas compañías eléctricas del oeste de EUA, mediante los enlaces actuales con los sistemas eléctricos de California. La primera fase de esta interconexión se ha programado para 2014.

Existe el concepto de capacidad adicional y se refiere a la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de entrada en operación.

Se tienen señaladas las ubicaciones más convenientes de las adicionales de capacidad, sin embargo, la LSPEE y su Reglamento ofrecen a los inversionistas la libertad de proponer una ubicación diferente, aun cuando esto involucre transmisión adicional, para llegar al punto de interconexión preferente y a los de interconexión alternativos, especificados por CFE en las bases de licitación.

Con lo anterior, se da apertura a otras opciones para aprovechar la energía eléctrica cuyo costo total de largo plazo sea el menor, con la calidad y confiabilidad que requiere el servicio público y otros sectores.

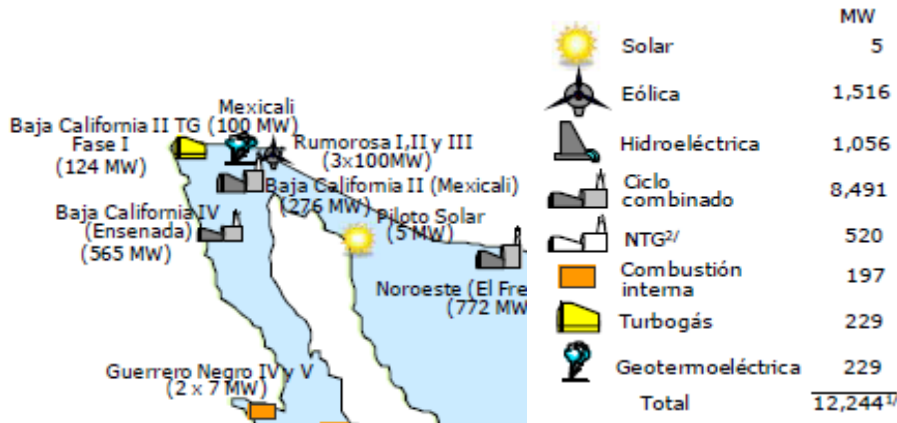


Figura 67: Capacidad adicional en Baja California

Con la información previamente expuesta se observa una clara oportunidad de participación de los particulares en la generación de electricidad.

Las adiciones de capacidad al sistema de generación, que podrán satisfacerse mediante proyectos desarrollados y operados por CFE o por particulares, conforme a las modalidades previstas en la LSPEE.

En la mezcla de tecnologías para el mediano y largo plazos, se consideran adiciones de capacidad con nuevas tecnologías de generación limpia, como puede ser la incorporación de dispositivos para captura y secuestro de CO₂ en centrales de ciclo combinado y carboeléctricas; también fuentes renovables como eoloeléctricas y solar, nuclear o importación de capacidad.

En este programa se incluye una parte de la capacidad con tecnologías convencionales a base de combustibles fósiles, y otra utilizando fuentes de energía renovable tales como centrales eólicas, hidráulicas, geotérmicas, solares y a base de biomasa, etc., de conformidad con lo establecido en la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y el Programa Especial para el aprovechamiento de las Energías Renovables.

De esta manera, a los proyectos con base en renovables contenidos en el programa, se agregará parte de la capacidad definida como nueva generación limpia, con lo cual se atenderán los lineamientos de mediano y largo plazo sobre la participación de tecnologías

limpias para la generación de electricidad, tal como lo establece la Estrategia Nacional de Energía.

La Comisión Reguladora de Energía tiene autorizado a 119 permisionarios la instalación de 4,006 MW de capacidad con base en energías renovables. Entre las energías alternativas destacan la eólica, hidro, biomasa, biogás y solar. La geotermia no se considera, lo cual representa un área de oportunidad para desarrollar esta rama de las energías limpias.

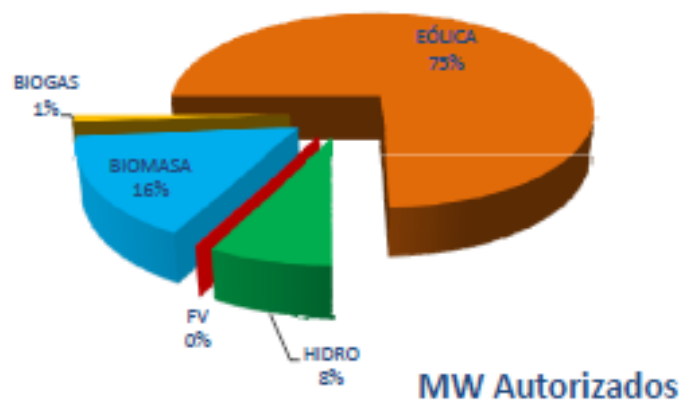


Figura 68: Participación de las energías renovables en el sector privado

Finalmente, se concluye que el aprovechamiento de energía geotérmica para la zona de Maneadero, Ensenada es altamente competitiva y se podría enfocar al sector industrial y al turístico de la zona.

VII. Análisis económico de la generación de electricidad a baja escala con sistemas geotérmicos de baja entalpía. Caso ejemplo: Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.

Ejemplo para el cálculo del costo del kWh nivelado en una posible planta geotérmica de Ciclo Binario en Maneadero BC.

Para este ejemplo, consideramos que se requiere instalar una central de ciclo binario de 1MW; suponemos los siguientes datos para luego encontrar el Costo Nivelado de la Energía:

1.- El costo de kW instalado de una planta binaria es de $(2,800 \text{ U\$/kW})$,

La inversión en Central para producir 1 MW es igual a:

$$(2800 \text{ U\$/kW}) \times (1000 \text{ kW}) = 2,800,000 \text{ U\$}$$

Suponiendo que un pozo Geotérmico cuesta 150,000 US\$ y que es capaz de producir 0.2 MW al acoplarlo a una planta binaria

Para alcanzar un suministro de 1 MW se necesitara construir 5 pozos, los cuales tendrían un costo de 750,000 U\$

Con 1MW se producirá al año:

$$(1000 \text{ kW}) \times (8760 \text{ h}) \times (0.9) = 7,884,000 \text{ [kWh]}$$

Suponiendo el costo de operación y mantenimiento es de $1 \text{ ¢U\$/kWh}$

Es costo de Operación y Mantenimiento al año será de:

$$0.01 \text{ [U\$/kWh]} \times 7,884,000 \text{ [kWh/año]} = 78,840.00 \text{ [U\$/año]}$$

1. Costo nivelado de la energía para varias tasa de descuento y años de vida del proyecto

- a) Para 20 años de vida útil del proyecto con una tasa de descuento de 10%; el Factor del Valor Presente, tenemos que será de 8.51

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía que llamaremos C:

$$2,800,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (8.51\text{FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C \text{ [U\$/kWh]})$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{2,800,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(8.51\text{VP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{3,550,000 \text{ U\$}}{67,092,840 \text{ kWh}}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = 0.053 \text{ [U\$/kWh]}$$

- b) Para 25 años de vida útil, manteniendo en 10% del Factor del Valor Presente tenemos que el factor será de 9.077

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$2,800,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (9.077\text{FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C \text{ [U\$/kWh]})$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{2,800,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(9.077\text{FVP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{3,550,000 \text{ U\$}}{71,563,068 \text{ kWh}}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = 0.050 \text{ [U\$/kWh]}$$

- c) Para 30 años de vida útil y a 10% del Factor del Valor Presente tenemos que el factor será de 9.42

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$2,800,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (9.42\text{FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C \text{ [U\$/kWh]})$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{2,800,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(9.42\text{FVP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{3,550,000 \text{ U\$}}{74,314,584 \text{ kWh}}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = 0.048 \text{ [U\$/kWh]}$$

2. Costo de la energía al variar el precio de la inversión inicial manteniendo la tasa de descuento en 10%.

Suponemos que:

El costo del kW instalado en una planta es de $(3,500 \text{ U\$/kW})$,

La inversión inicial en planta para producir 1 MW es igual a:

$$(3500 \text{ U\$/kW}) \times (1000 \text{ kW}) = 3,500,000 \text{ U\$}$$

Un pozo Geotérmico cuesta alrededor de 150,000 U\$, el cual produce 0.2 MW

Para alcanzar un suministro de 1 MW, se necesitara realizar 5 pozos, los cuales tendrían un costo de 750,000 U\$

Con 1MW se producirá al año:

$$(1000 \text{ kW}) \times (8760 \text{ h}) \times (0.9) = 7,884,000 \text{ [kWh]}$$

El costo de operación y mantenimiento es de $1 \text{ U\$/kWh}$

Es costo de Operación y Mantenimiento al año será de:

$$(0.01 [U\$/kWh]) \times (7,884,000 [kWh/año]) = 78,840.00 [U\$/año]$$

- a) Para 20 años a 10% del Factor del Valor Presente, tenemos que el factor será de 8.51

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$3,500,000 U\$ + 750,000 U\$ = (8.51FVP) \times (7,884,000 [kWh]) \times (C [U\$/kWh])$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C [U\$/kWh] = \frac{3,500,000 U\$ + 750,000 U\$}{(8.51VP)(7,884,000 [kWh])}$$

$$C [U\$/kWh] = \frac{4,250,000 U\$}{67,092,840 kWh}$$

$$C [U\$/kWh] = 0.063 [U\$/kWh]$$

Para 25 años a 10% del Factor del Valor Presente tenemos que el factor será de 9.077

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$3,500,000 U\$ + 750,000 U\$ = (9.077FVP) \times (7,884,000 [kWh]) \times (C [U\$/kWh])$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C [U\$/kWh] = \frac{3,500,000 U\$ + 750,000 U\$}{(9.077FVP)(7,884,000 [kWh])}$$

$$C [U\$/kWh] = \frac{4,250,000 U\$}{71,563,068 kWh}$$

$$C [U\$/kWh] = 0.059 [U\$/kWh]$$

- b) Para 30 años a 10% del Factor del Valor Presente tenemos que el factor será de 9.42

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$3,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (9.42\text{FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C [\text{U\$}/\text{kWh}])$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C [\text{U\$}/\text{kWh}] = \frac{3,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(9.42\text{FVP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C [\text{U\$}/\text{kWh}] = \frac{4,250,000 \text{ U\$}}{74,314,584 \text{ kWh}}$$

$$C [\text{U\$}/\text{kWh}] = 0.057 [\text{U\$}/\text{kWh}]$$

3. Costo de Kw en una planta de Ciclo Binario

La inversión inicial de una Central Binaria de 1 MW la suponemos de:

$$(2500 \text{ U\$}/_{kW}) \times (1000 \text{ kW}) = 2,500,000 \text{ U\$}$$

Un pozo Geotérmico cuesta 150,000 U\$, el cual produce 0.2 MW

Para alcanzar un suministro de 1 MW se necesitara realizar 5 pozos, los cuales tendrían un costo de 750,000 U\$.

Con 1MW se producirá al año:

$$(1000 \text{ kW}) \times (8760 \text{ h}) \times (0.9) = 7,884,000 \text{ [kWh]}$$

El costo de operación y mantenimiento es de 1 ¢U\$/_kW

Es costo de Operación y Mantenimiento al año será de:

$$(0.01 \text{ [U$}/_{kW}]) \times (7,884,000 \text{ [kWh/año]}) = 78,840.00 \text{ [U$/año]}$$

- a) Para 20 años a 10% del Factor del Valor Presente, tenemos que el factor será de 8.51

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$2,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (8.51 \text{ FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C \text{ [U$}/_{kWh}])$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C \text{ [U$}/_{kWh}] = \frac{2,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(8.51 \text{ VP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C \text{ [U$}/_{kWh}] = \frac{3,250,000 \text{ U\$}}{67,092,840 \text{ kWh}}$$

$$C \text{ [U$}/_{kWh}] = 0.048 \text{ [U$}/_{kWh}]$$

b) Para 25 años a 10% del Factor del Valor Presente tenemos que el factor será de 9.077

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$2,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (9.077\text{FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C \text{ [U\$/kWh]})$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{2,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(9.077\text{FVP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{3,250,000 \text{ U\$}}{71,563,068 \text{ kWh}}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = 0.045 \text{ [U\$/kWh]}$$

c) Para 30 años a 10% del Factor del Valor Presente tenemos que el factor será de 9.42

Para Obtener el Costo Nivelado de la energía:

$$2,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$} = (9.42\text{FVP}) \times (7,884,000 \text{ [kWh]}) \times (C \text{ [U\$/kWh]})$$

Despejando el Costo Nivelado de la Energía [C] tenemos:

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{2,500,000 \text{ U\$} + 750,000 \text{ U\$}}{(9.42\text{FVP})(7,884,000 \text{ [kWh]})}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = \frac{3,250,000 \text{ U\$}}{74,314,584 \text{ kWh}}$$

$$C \text{ [U\$/kWh]} = 0.044 \text{ [U\$/kWh]}$$

Agrupando los datos Obtenemos el Costo Nivelado de Energía para los diferentes casos con una Tasa del 10%; incluyendo el Costo de Operación y Mantenimiento

Tasa 10% para 2500

Tasa 10% para

Tasa 10% para

	[U\$/kW]	2800 [U\$/kW]	3500 [U\$/kW]
Años	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]
20	0.058	0.062	0.073
25	0.055	0.059	0.069
30	0.053	0.057	0.067

Tabla 37: Costo Nivelado de Energía

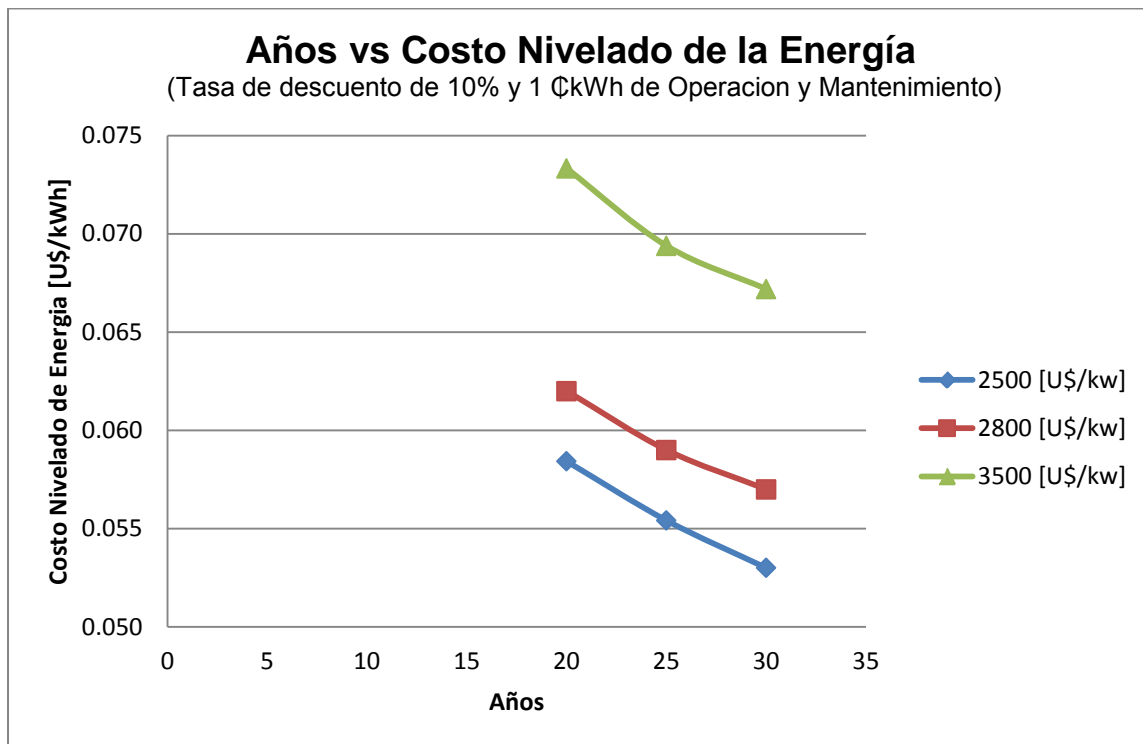


Figura 69: Costo Nivelado de la Energía (Tasa de descuento del 10%)

Para el caso en que el costo del kw es de de $(2,800 \text{ U\$}/\text{kW})$, con una tasa de 8%, 10% y 12% , obtenemos el Costo Nivelado de Energía; incluyendo el Costo de Operación y Mantenimiento:

	Tasa 8% para 2800 [U\$/kW]	Tasa 10% para 2800 [U\$/kW]	Tasa 12% para 2800 [U\$/kW]
años	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]	C [U\$/kWh]
20	0.056	0.063	0.070
25	0.052	0.060	0.067
30	0.050	0.058	0.066

Tabla 38: Costo Nivelado de Energía

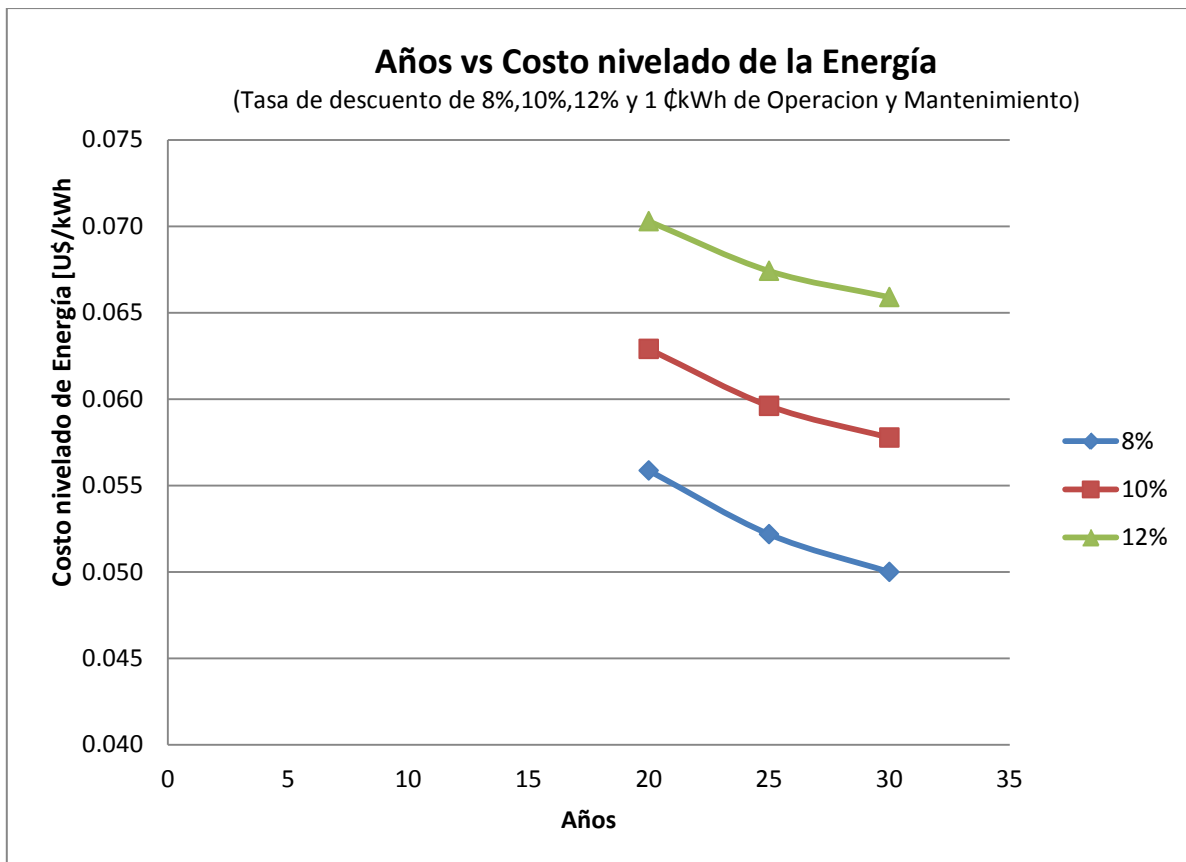


Figura 70: Costo Nivelado de la Energía (Tasa de descuento variable)

VIII. Aspectos legales para la generación de electricidad a baja escala con sistemas geotérmicos de baja entalpía. Caso ejemplo: Maneadero, municipio de Ensenada, Baja California.

En materia de energía, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 determina como una de sus estrategias impulsar la eficiencia y las tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica, así como fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y los biocombustibles, generando un marco jurídico que establezca las facultades del Estado para orientar sus vertientes y promoviendo inversiones que impulsen el potencial que el país tiene en la materia.

En noviembre de 2008, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, donde se establece como objeto, entre otros, regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Dentro de los fines que son distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica se encuentra contemplada la generación de electricidad para el auto abastecimiento, cogeneración o pequeña producción. Para poder realizar las actividades anteriormente mencionadas se requerirá de la obtención de un permiso de la Secretaría de Energía.

La Ley de para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética contempla al generador de electricidad a partir de energías renovables, brindándole la posibilidad de realizar un contrato de interconexión con la Comisión Federal de Electricidad, del cual obtendrá una remuneración por la energía que vendrá a la Comisión. Para que el contrato de interconexión pueda ser llevado a cabo, los particulares deberán cumplir con los requisitos establecidos, así como cumplir con las especificaciones técnicas.

En este capítulo nos ocuparemos de los aspectos legales para la generación de energía eléctrica, como se encuentra contemplada en la para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su reglamento, en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento, observando los requerimientos para la obtención de permisos para la generación de electricidad y los contratos de interconexión que pueden celebrar los particulares.

Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento

En el año 2008 fue publicada la “Ley para el aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la transición energética”, la cual tiene por objeto regular el aprovechamiento de las fuentes renovables y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Esta ley entiende por Energías Renovables aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, así mismo en su artículo tercero contempla un listado de las que son consideradas como energías renovables, quedando reconocido el calor de los yacimientos geotérmicos dentro de este tipo de energías.

La autoridad que tienen conferidas atribuciones por esta ley es el Ejecutivo Federal, pero las ejercerá por conducto de la Secretaría de Energía, quien podrá celebrar convenios y acuerdos con los gobiernos de los estados, así como con el del Distrito Federal y Municipios, como lo señala el artículo octavo del citado ordenamiento, para poder dar cumplimiento cabal a sus atribuciones.

Los convenios estarán encaminados a:

- Simplificar los procedimientos administrativos para la obtención de permisos y licencias correspondientes para el aprovechamiento de energías renovables.
- Facilitar el acceso a aquellas zonas con un alto potencial de fuentes de energías renovables, para su aprovechamiento.
- Promover la compatibilidad de los usos de suelo, así mismo establecer regulaciones de uso de suelo y construcción, tomando en consideración los intereses de los propietarios y poseedores de los terrenos.

La secretaría de Energía elaborará y coordinará la ejecución de un Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, por lo que debe:

- Definir estrategias para promover la realización de proyectos de generación de electricidad a partir de energías renovables, dando preferencia a los propietarios o

poseedores de los terrenos y los sujetos de derechos sobre los recursos naturales involucrados en dichos proyectos.

- Incluir la construcción de las obras de infraestructura eléctrica necesarias para que los proyectos de energías renovables se puedan interconectar con el Sistema Eléctrico Nacional;
- Definir estrategias para fomentar aquellos proyectos que a partir de fuentes renovables de energía provean energía eléctrica a comunidades rurales que no cuenten con este servicio, estén o no aislados de las redes eléctricas.

La ley en comento contempla al generador de electricidad, entendiendo como tal a la persona física de nacionalidad mexicana, o bien, la persona moral constituida conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, que genere electricidad a partir de energías renovables; así mismo contempla que éstos pueden realizar un contrato de interconexión con la Comisión Federal de Electricidad, que estará apegado a las directrices y modelos expedidos por la Comisión Reguladora de Energía.

Los Suministradores deberán celebrar contratos de largo plazo con los Generadores que utilizan energías renovables que cuenten con un permiso de la Comisión.

El Sistema Eléctrico Nacional recibirá la electricidad producida con energías renovables excedentes de proyectos de autoabastecimiento o por proyectos de cogeneración de electricidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; existirán contraprestaciones para los generadores, provenientes de la venta de la energía que sobra racionalmente después del autoconsumo de la producción, de proyectos de autoabastecimiento con energías renovables o de cogeneración de electricidad, las contraprestaciones se fijarán de acuerdo con la metodología aprobada por la Comisión Reguladora de Energía.

Los Generadores se sujetarán a las condiciones que establezca la Comisión para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

La Comisión Federal de Electricidad recibirán los excedentes razonables de conformidad con las condiciones de operación y de economía del sistema eléctrico, así como de distribución geográfica y de variabilidad en el tiempo de las distintas tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables.

El reglamento de la ley anteriormente comentada faculta a la Secretaría de Energía para que promueva la utilización de las distintas fuentes de energía para la Generación Renovable (Producción de electricidad a partir de las Energías Renovables).

Ley Del Servicio Público De Energía Eléctrica y su Reglamento

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en su artículo tercero, menciona que no será considerada como servicio público la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción, brindando con esto la posibilidad a los particulares para la generación de ésta.

El artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía precisa que la Secretaría de Energía otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de generación para exportación y la importación de energía eléctrica.

Casos Aplicables para los Privados

Los casos concretos en los que esta ley da oportunidad de generación de energía eléctrica a los particulares son:

- Autoabastecimiento
- Pequeña Producción

Autoabastecimiento

Se entiende por autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo, para la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, cuando no resulte inconveniente para el país, y que dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

En el caso del autoabastecimiento se deberá cumplir con lo siguiente:

- Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento

de sus socios. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes; y

- Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica.

Se puede realizar la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de energía generada por el autoabastecedor, siempre y cuando se hayan cedido partes sociales, acciones o participaciones con autorización de la Secretaría de Energía, se haya previsto en los planes de expansión y se le haya comunicado a la Secretaría de Energía y debiendo ser autorizado expresamente por la Secretaría de Energía.

El artículo 39 de la ley en comento, precisa que no se requerirá de permiso de la Secretaría de Energía para el autoabastecimiento de energía eléctrica, siempre y cuando no se exceda de 0.5 MW, pero que dichas plantas deben de sujetarse a las Normas Oficiales Mexicanas que establezca la Secretaría de Energía.

Pequeña Producción.

Se entiende por pequeña producción la generación de energía eléctrica destinada a:

- El abastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW;
- La venta a la Comisión de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada por la Secretaría de Energía, y
- La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.

Para obtener un permiso en el caso de la pequeña producción de energía eléctrica se deberán satisfacer los siguientes requisitos:

- Los solicitantes deben de ser personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el

territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;

- Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW; y
- Alternativamente a lo mencionado en el punto anterior, como una modalidad del autoabastecimiento, Los solicitantes deberán destinar el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW.

Podrán solicitar permisos de pequeña producción, personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional.

En los casos de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas, los solicitantes deberán constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebrar convenios de cooperación solidaria para dicho propósito de autoabastecimiento, y mencionar las personas a quienes se hará entrega de la energía eléctrica y las condiciones en que se efectuará la misma a los consumidores finales, de acuerdo con las bases que se establezcan en los convenios respectivos.

Podrá solicitarse el permiso por intermedio de las autoridades civiles de la circunscripción cuando éstas hubieran celebrado convenio de cooperación solidaria con los interesados. Al terminar las instalaciones e iniciar su operación, deberán dar a la Secretaría de Energía el aviso correspondiente, y rendirán anualmente a la Secretaría un informe general sobre la operación de las instalaciones.

Permisos

Los permisos tendrán una duración indefinida, salvo los relativos a producción independiente, que se otorgarán hasta por un plazo de treinta años.

Para generar energía eléctrica en condiciones distintas a las del permiso, deberá solicitarse previamente autorización de la Secretaría. El cambio de destino de la energía

eléctrica generada requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso por parte de la Secretaría de Energía.

En el caso de que la propiedad de una planta generadora corresponda a varias personas, el permiso se otorgará a todos los interesados, quienes deberán designar, un representante ante la Secretaría de Energía, que cuente con facultades suficientes para actuar en su nombre.

Los permisionarios deberán cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas y asumirá los riesgos derivados de cualquier circunstancia que pueda impedir o modificar las condiciones de funcionamiento de la planta generadora y la disponibilidad de energía de la misma.

Para la obtención del permiso de la Secretaria de Energía se deberá de cumplir con el formato brindado por la Secretaria, el cual debe contener la siguiente información:

- Nombre, denominación o razón social y domicilio del solicitante;
- Objeto del permiso y, en su caso, plazo propuesto por el solicitante;
- Ubicación de la planta, capacidad de la instalación y lugares donde se utilizará la energía;
- Programa de abastecimiento de energéticos, incluyendo datos sobre su fuente, tipo, sustitutos y costos, o de uso de aguas nacionales, en su caso;
- En su caso, disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad y energía asociada; requerimientos de capacidad y energía de carácter complementario, como respaldo firme o sujeto a disponibilidad, así como de servicios de transmisión, y
- Los demás que, de acuerdo con el objeto del permiso, se consignan en los correspondientes apartados de este capítulo.

Los solicitantes deberán entregar documentación que respalde la información proporcionada en el formato.

La Secretaría de Energía examinará la solicitud en el término de diez días hábiles. De admitirla a trámite, solicitará la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, la que deberá fundarse en elementos objetivos sobre la disponibilidad y firmeza de los excedentes de capacidad y energía del proyecto, los requerimientos de capacidad y energía de respaldo y los servicios de transmisión previstos en la solicitud de permiso.

La Comisión Federal de Electricidad dará respuesta dentro de los treinta días hábiles siguientes. Dicha opinión no será obligatoria para la Secretaría de Energía.

Los permisos deberán contener los datos siguientes:

- Nombre, denominación o razón social y domicilio del permisionario;
- Ubicación de las instalaciones;
- Programa de obra, en su caso;
- Fechas de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha de puesta en servicio y considerando, en su caso, las etapas sucesivas;
- Plazo del permiso;
- Descripción de las instalaciones;
- Actividades autorizadas, y
- Obligaciones del titular del permiso, causas y plazos de terminación del mismo.

Obligaciones de los Permisarios

En el Artículo 90 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica encontramos las obligaciones de los permisionarios, dentro de las cuales encontramos las siguientes:

- Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias, así como con las normas oficiales mexicanas y las demás disposiciones aplicables respecto de las obras e instalaciones objeto de los permisos;
- No vender, revender o enajenar por ningún título, directa o indirectamente, capacidad o energía eléctrica, salvo los casos autorizados;
- Proporcionar, en la medida de sus posibilidades y mediante la retribución correspondiente, la energía eléctrica requerida para el servicio público, cuando por caso fortuito o fuerza mayor dicho servicio se vea interrumpido o restringido, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción;
- Una vez que se inicie la operación de las instalaciones, y exclusivamente para fines estadísticos, informar a la Secretaría, en los formatos que la misma defina, la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para la satisfacción de necesidades propias del permisionario y la entregada a la Comisión o destinada a la exportación, así como, en su caso, las importaciones de energía eléctrica realizadas;
- Operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma tal que no constituyan peligro alguno para el propio permisionario o para terceros, y
- Notificar a la Secretaría de la fecha en que las obras hayan sido concluidas, dentro de los quince días hábiles siguientes a la terminación de las mismas.

Los titulares de los permisos de producción independiente podrán solicitar a la Secretaría de Energía, con antelación al vencimiento de la vigencia de sus permisos, la renovación de los mismos. Si el permisionario cumple con sus obligaciones correctamente la Secretaría podrá renovar el permiso.

Los derechos derivados del permiso se podrán transmitir total o parcialmente, pero solo con la previa autorización de la Secretaría de Energía, debiendo solicitar por escrito el permiso, tanto el permisionario, como la persona que desea adquirirlo, acompañando a dicho escrito los documentos que acrediten la personalidad del cesionario, para demostrar que cumple con los requisitos para ser permisionario.

Los casos en los cuales se puede dar por terminado un permiso son determinados por el artículo 99 del Reglamento en comento, y son los siguientes:

- Por expiración del plazo;
- Por disolución o, en su caso, por causa de muerte o incapacidad del permisionario;
- Por extinción de la concesión o asignación de uso o aprovechamiento de aguas nacionales;
- Por revocación dictada por el titular de la Secretaría de Energía.

La Secretaría de Energía podrá revocar el permiso si se cumple los siguientes supuestos:

- Cuando el permisionario haya sido sancionado reiteradamente por vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica;
- Por transmitir los derechos derivados de un permiso o generar energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el permiso, sin la previa autorización de la Secretaría;
- Cuando por cualquier hecho se incumpla de manera grave y reiterada o continua alguna de las disposiciones de la Ley, del Reglamento, las condiciones del permiso, las normas oficiales mexicanas o las especificaciones técnicas y operativas aplicables.
- Por caducidad, cuando no se hayan iniciado las obras para la generación de energía eléctrica dentro de un plazo de seis meses contado a partir del señalado en el permiso correspondiente o se suspenda la construcción de las mismas por un plazo equivalente, salvo caso fortuito o fuerza mayor,
- Por renuncia, que se sujetará a los plazos y términos establecidos en el permiso.

Se considerará que el incumplimiento es reiterado cuando el permisionario hubiere incurrido por segunda vez en una falta grave y que el incumplimiento es continuo cuando

éste se prolongue por un lapso mayor de cuarenta y cinco días, después de haber sido notificado por la Secretaría de Energía.

Contrato de Interconexión

El celebrar un contrato de interconexión con la Comisión Federal de Electricidad, para instalar una fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña ó mediana escala, genera varios beneficios, además de ahorrar en el gasto por concepto de consumo de energía, se contribuye en la utilización de tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica, en el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y por ende, en la conservación del medio ambiente.

La Comisión antes mencionada establece ciertos requisitos que deben de ser cumplidos para poder realizar un contrato de Interconexión en mediana escala:

- Tener un contrato de suministro normal en media tensión.
- Que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE, y
- Que la potencia de su fuente no sea mayor de 500 kW.

La duración del contrato es indefinida y puede terminarse cuando se desee, declarando de forma escrita, ante la institución 30 días antes y manifestando la razón del término del mismo.

Beneficios

Actualmente la Comisión Federal de Electricidad registra los consumos de energía eléctrica con medidores que sólo integran la energía que se reciben de la red. Al establecer un contrato de interconexión, la Comisión Federal de Electricidad cambiará el medidor, instalando uno que permitirá registrar tanto la energía eléctrica que entra a al servicio de la población, como la energía eléctrica que sale.

Los pasos a seguir para realizar el contrato de interconexión, son los siguientes:

1. Acudir a la agencia comercial de CFE más cercana, llevando formato proporcionado por la CFE. La persona que deberá realizar el trámite deberá ser el titular del contrato de

suministro normal, si es persona física, o el representante legal, si se trata de persona moral.

En ambos casos se requiere presentar identificación oficial. Si se trata de persona moral, el representante deberá presentar también la documentación que acredite la constitución de la sociedad y la autorización, mediante carta poder o instrumento notarial, de la misma hacia la persona que realiza el trámite.

2. Se asignará un número de solicitud, con el que se podrá dar seguimiento a la misma.
3. Personal del área técnica de CFE acudirá al domicilio para revisar que la fuente de energía o sistema de cogeneración cumpla con los requisitos técnicos correspondientes.

Se informará de los resultados de la revisión, y en su caso, de las obras que se requiere construir o modificar para efectuar la interconexión, mismas que correrán a cargo del solicitante.

4. Una vez que haya sido aprobado técnicamente, la persona que realiza el trámite acudirá nuevamente a la agencia comercial de CFE más cercana a firmar su contrato de interconexión y a pagar el importe correspondiente a la diferencia de costos de los medidores.
5. Personal técnico de CFE acudirá al domicilio a cambiar el medidor.
6. A partir de ese momento, se puede decir que se tiene un contrato de interconexión con CFE.

Requerimientos y Especificaciones Técnicas para la Interconexión

Los requerimientos deben ser cumplidos en el punto de interconexión aunque los dispositivos usados para cumplir estos requerimientos estén localizados en otro lugar distinto al punto de interconexión. Los requerimientos aplican tanto para la interconexión ya sea de una sola FED¹ o bien para varias FED contenidas en un solo SEL².

Requerimientos Generales

Regulación de Tensión

¹ **Fuente de Energía Distribuida (FED).**- Fuente de energía eléctrica que no está directamente conectada a los grandes sistemas de transmisión.

² **Sistema Eléctrico Local (SEL).**- Sistema eléctrico contenido enteramente dentro de uno o varios recintos y que no pertenece al Sistema Eléctrico Nacional.

La FED no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. La FED no deberá causar que la tensión de suministro del SEN³ salga de lo requerido por la CFE.

Sincronía

La FED entrará en paralelo con el SEN sin causar fluctuación de tensión mayor a +/- 5 % de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE.

Energización del Sistema Eléctrico Nacional

La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado.

Dispositivo de Desconexión

Se deberá contar con un dispositivo de desconexión accesible, con dispositivos de bloqueo.

Condiciones Anormales de Operación

El FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN al cual se encuentra conectado, como se muestra en la Figura No. 2.

Voltaje

La protección en el PI⁴ deberá detectar el valor rms⁵ o la frecuencia fundamental de cada voltaje de fase a fase, excepto cuando el transformador para la conexión entre el SEL y el SEN sea Estrella-Estrella aterrizado, o monofásico, en donde se deberá detectar el voltaje de fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión dependiendo del nivel de voltaje se indican en la Tabla 39. Los dispositivos de voltaje podrán ser fijos o ajustables en campo para FEDs menores o iguales a 30 KW de capacidad total, y ajustables en campo para FEDs mayores a 30 KW de capacidad total.

³**Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**- Sistema eléctrico disponible en toda la república y que entrega energía eléctrica a las redes eléctricas locales.

⁴ **Punto de Interconexión.**

⁵ **Root Mean Square.**

El voltaje deberá ser detectado ya sea en el PI o en el punto de conexión del FED.

Tabla 39: Respuesta del Sistema de Interconexión con Voltajes Anormales

Rango de Voltaje (% del Voltaje Nominal)	Tiempo de Operación (s) ¹
$V < 50$	0.16
$50 \leq V \leq 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

¹ FED \leq 30 kW, tiempo máximo de operación
FED $>$ 30 kW, tiempo recomendado

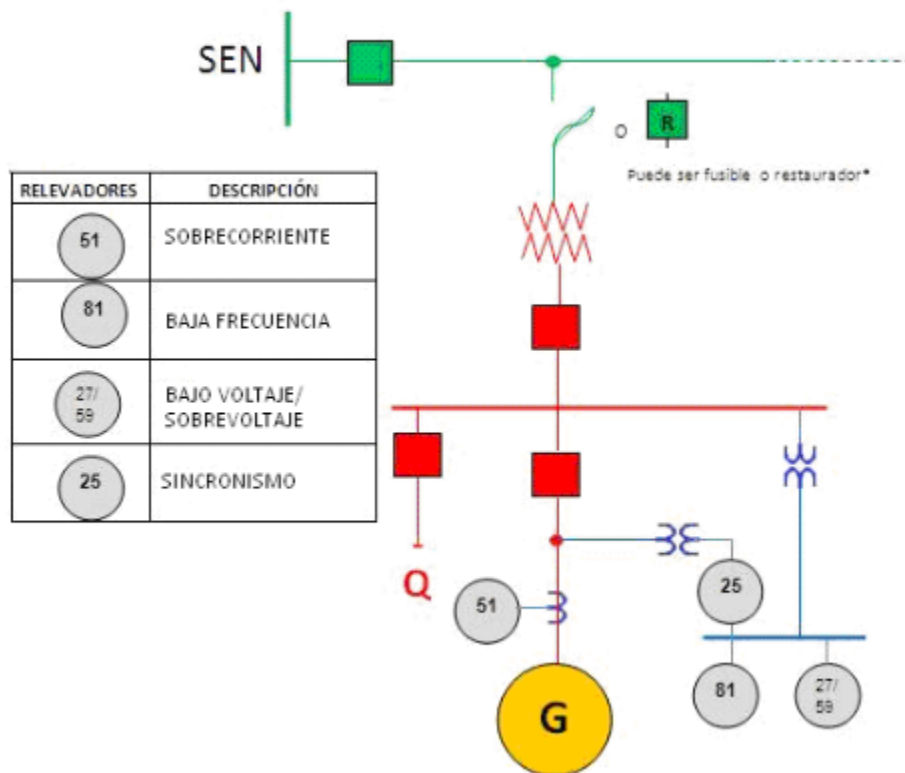


Figura 71: Diagrama básico de interconexión

Cuando el proyecto se localiza en una derivación de la línea troncal, la capacidad de los equipos de protección intermedios al punto de interconexión debe seleccionarse con base a un estudio de coordinación de protecciones.

La capacidad del fusible o restaurador ubicado en el punto de interconexión debe seleccionarse en función de la carga del servicio. Se recomienda utilizar fusibles de operación rápida tipo "K".

Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la Tabla 40, la protección en el PI deberá operar con los tiempos totales indicados en la misma. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo para FEDs menores o iguales a 30 kW de capacidad total, y ajustables en campo para FEDs mayores a 30 kW de capacidad total.

Los ajustes de baja frecuencia deberán ser coordinados con los dispositivos del SEN.

Tabla 40: Respuesta del Sistema de Interconexión con Frecuencias Anormales

Capacidad del FED	Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Operación (s) ¹
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.8 - 57.9 (Ajustable)	0.16 300 (Ajustable)
	< 57.0	0.16

¹ FED ≤ 30 kW, tiempo máximo de operación
FED > 30 kW, tiempo recomendado

Re-Conexión al SEN

Después de un disturbio, el FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el SEN esté dentro de los límites pre-establecidos por la CFE y la frecuencia esté entre 59.3 Hz y 60.5 Hz.

El sistema de interconexión del FED deberá incluir un retardo de tiempo ajustable (o fijo a 5 min.) para retardar la re-conexión hasta 5 min, después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites indicados anteriormente.

OPERACIÓN EN ISLA

Operación en Isla No Intencional

Para una operación en isla no-intencional en la que la FED alimenta una parte del SEN en el PI, la FED deberá detectar esta condición y desconectarse del SEN en un tiempo no mayor a medio segundo.

Otros

Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN.

El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función.

El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con sistema.

IX. Diagnóstico coyuntural de las posibilidades de generación geotérmica a pequeña escala y usos en la Península de Baja California.

La Península de Baja California, localizada al noroeste de México comprende los estados de Baja California y Baja California Sur y se ubica entre el golfo de California y el océano Pacífico. Tiene una longitud aproximada de 1.225 km, y su anchura varía de 48 a 300 km; cuenta con varias cordilleras montañosas que se elevan en la parte norte por encima de los 3.000 m de altitud y con una cadena de islas. Existen fracturas orográficas a las cuales se debe la formación de diversas bahías como la bahía de Todos Santos, de Ballenas o de San Quintín, entre otras; en su litoral hay, además, grandes reservas pesqueras y asentamientos de reproducción de mamíferos marinos, como ballenas, delfines y focas.

Con lo que respecta al sector turismo en esta entidad, se tiene grandes posibilidades de desarrollo, considerando sus grandes recursos que son susceptibles de ser explotados. En función de las características se han determinado diversas zonas turísticas como: la que abarca desde Guerrero Negro hasta Ciudad Constitución; de La Paz hasta Todos Santos y la zona sur que comprende desde Los Barriles hasta Cabo San Lucas.



Figura 72: Península de Baja California, México

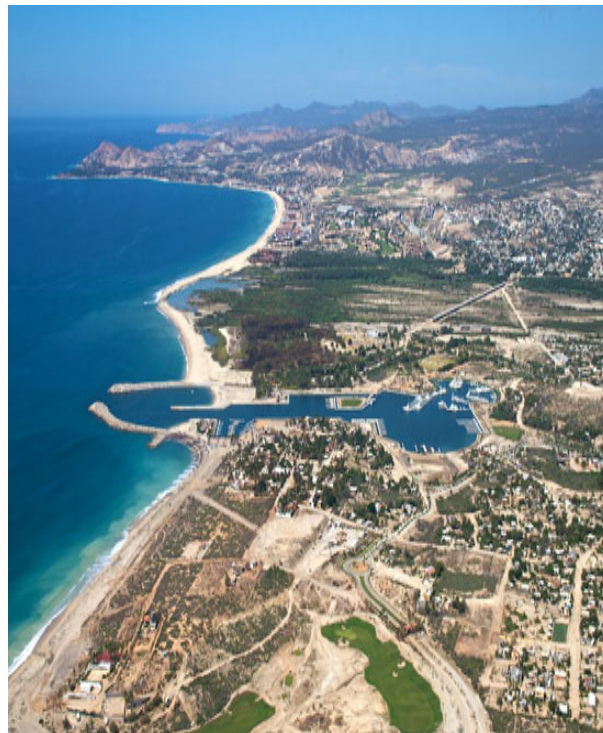


Figura 73: Corredor Turístico Tijuana-Ensenada

La región del Golfo de California se caracteriza por la belleza de sus paisajes terrestres y marinos únicos, los cuales representan un escenario natural de gran atractivo de reconocimiento internacional que atrae a un alto número de visitantes e impulsa el turismo y las actividades relacionadas a este sector.

Los Estados de Sinaloa y Baja California Sur cuentan con la más desarrollada infraestructura y prestación de servicios turísticos y es donde se concentra la mayor parte del turismo de la región, en comparación con el resto de los Estados que colindan con el Golfo de California.

Sistema Eléctrico Área Baja California

El área Baja California se divide en dos regiones: Costa y Valle. La primera está compuesta por las zonas Tijuana, Tecate y Ensenada, y la segunda por Mexicali y San Luis Río Colorado. Ambas operan interconectadas en el nivel de 230 kV a través de dos circuitos entre las subestaciones La Rosita y La Herradura, que forman el enlace Costa-Valle.

El sistema eléctrico opera permanentemente interconectado con el de San Diego Gas & Electric (SDG&E) e Imperial Irrigation District (IID), por medio de dos enlaces en 230 kV, uno entre las subestaciones La Rosita (CFE)-Imperial Valley (EUA), en el valle de Mexicali y otro entre las subestaciones Tijuana I (CFE)-Miguel (EUA), en la ciudad de Tijuana.

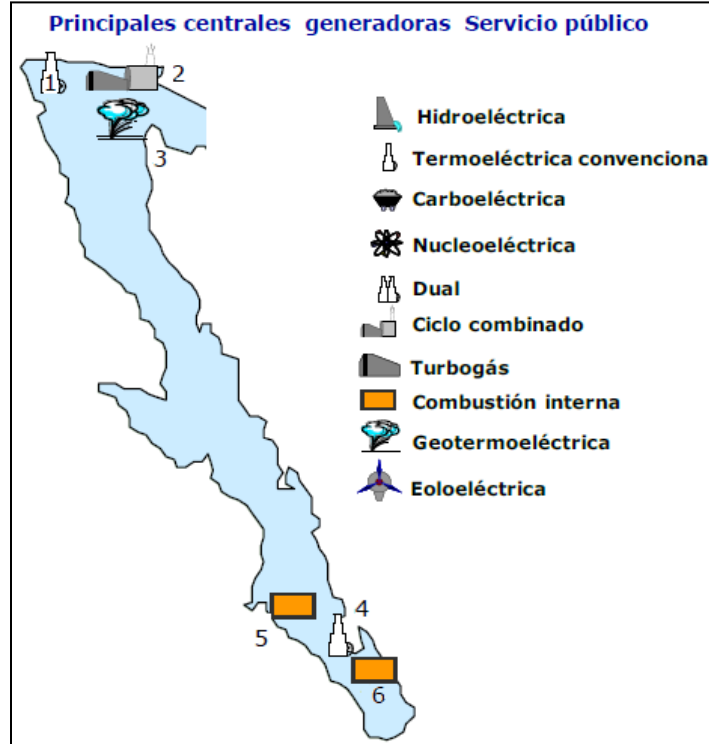


Figura 74: Centrales Generadoras de electricidad en Baja California

Núm.	Nombre de la Central	Área	Estado	Municipio	Tecnología	Combustible	Número de Centrales	Unidades efectiva	Capacidad Generación efectiva MW	Generación hnta GWh	Factor de planta %
1	Presidente Juárez	Baja California	Baja California	Rosarito	TC, CC, TG	COM y GAS	3	13	1,303	4,416	43.2
2	Mexicali (PIE)	Baja California	Baja California	Mexicali	CC	GAS	1	3	480	2,261	52.8
3	Cerro Prieto	Baja California	Baja California	Mexicali	GEO		4	13	720	4,880	77.4
4	Punta Prieta	Baja California	Baja California Sur	La Paz	TC	COM	1	3	113	616	62.5
5	San Carlos (Agustin Olachea A.)	Baja California	Baja California Sur	San Carlos	CI	COM y DIE	1	3	104	651	71.3
6	Baja California Sur I	Baja California	Baja California Sur	La Paz	CI	COM y DIE	1	2	79	504	73.0

Tabla 41: Costo Nivelad de Energía

Estos enlaces le permiten llevar a cabo transacciones de compra-venta de energía eléctrica en el mercado del oeste de EUA.

En la zona Tijuana predomina el suministro de carga residencial e industrial y la demanda se sostiene durante el año, sin variaciones importantes en sus distintas estaciones. Sin embargo, existe dificultad para adicionar nuevos elementos de transmisión dentro de la ciudad, por lo accidentado del terreno, la densidad de carga y la creciente demanda, lo

cual plantea la necesidad de planificar un sistema de subtransmisión robusto en 115 kV, que permita satisfacer la creciente demanda de servicios en el mediano plazo.

La zona Ensenada se clasifica como predominantemente residencial y de servicios turísticos, con una demanda máxima nocturna, la cual permanece constante la mayor parte del año. Suministra energía a diversas poblaciones rurales dispersas que se ubican al sur de Ensenada, situación que ante contingencias sencillas podría ocasionar bajos voltajes, principalmente en las subestaciones de San Felipe, San Simón y San Quintín, lo que hace necesaria la adición de compensación capacitiva.

En la región Valle, el clima afecta considerablemente el comportamiento de la demanda debido a las variaciones extremas de la temperatura. Durante el verano predomina la carga industrial y de equipos de refrigeración residencial, comercial y de servicios; sin embargo, durante el invierno la demanda disminuye alrededor de 40 por ciento. El oriente de la ciudad de Mexicali podría estar propenso a bajos voltajes en condiciones de demanda máxima y ante contingencias.

La zona San Luis Río Colorado se alimenta radialmente desde Mexicali, y ante diversas contingencias se estima necesario reforzar la infraestructura para controlar voltajes.

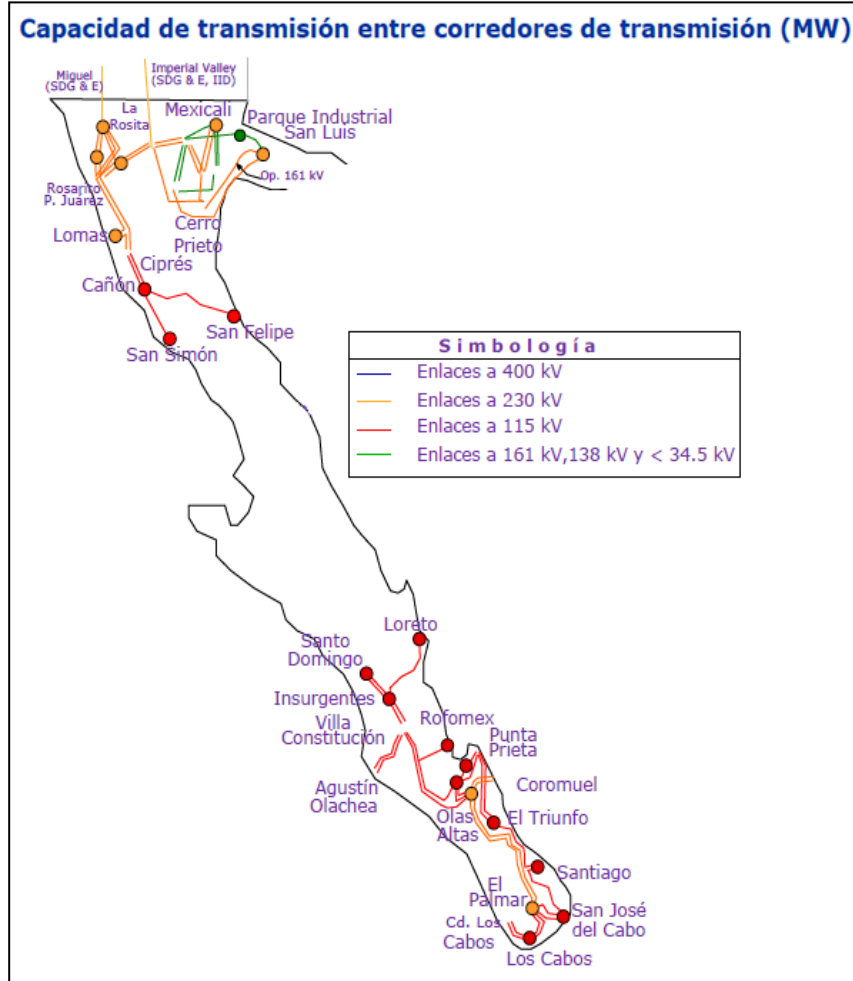


Figura 75: Red de Transmisión eléctrica en Baja California

Sistema Eléctrico de Baja California Sur

Es un sistema aislado que se divide en tres zonas eléctricas: Constitución, La Paz y Los Cabos. Históricamente ha presentado un crecimiento importante de su demanda.

Adicionalmente, existen dos pequeños sistemas eléctricos (Guerrero Negro y Santa Rosalía) que operan aislados entre sí y del resto del sistema; se ubican al norte del estado. La zona Constitución tiene una capacidad instalada de 157 MW, de los cuales 104 MW son generación base del tipo combustión interna. En 2010, presentó una demanda máxima de 50 MW por lo que la generación restante se exporta a la zona La Paz, a través de dos líneas de transmisión de 195 km en 115 kv y calibre 477 ACSR. El límite de transmisión entre Constitución y La Paz recientemente se ha incrementado a 90 MW por la entrada en

operación de la subestación de transferencia denominada Las Pilas. Esta obra permite el aprovechamiento de toda la generación instalada en el norte de la zona Constitución.

La zona La Paz tiene una capacidad instalada de 235 MW, de los cuales 192 MW son generación base. En 2010 presentó una demanda máxima de 163 MW. Se interconecta con la zona Los Cabos a través de los enlaces Olas Altas-El Palmar en 230 kV y El Triunfo-Santiago en 115 kV, a través de los cuales se exporta el excedente de energía.

La zona Los Cabos tiene una capacidad instalada de 85 MW de tipo turbogás fija y 55 MW de tipo móvil y presentó en 2010 una demanda máxima de 155 MW.

Diagnóstico coyuntural de las posibilidades de generación geotérmica a pequeña escala y usos en la Península de Baja California.

La Península de Baja California, desde el punto de vista de consumo de energía se puede dividir en cuatro grandes capítulos.

La parte habitacional donde el crecimiento es de los más altos del país. Allí la característica del consumo eléctrico es la dominancia del consumo en aires acondicionados con un alto consumo en verano y bajo en invierno. En este último, la calefacción es habitual y para ello se usa generalmente gas. Las tarifas en las diferentes estaciones del año se encuentran diferenciadas y además las de verano tienen diferente precio-horario tratando de desincentivar el consumo en las horas de punta ó de mayor demanda. Aunque no es materia de este estudio, salta a la vista la conveniencia de aprovechar los recursos naturales renovables para calentamiento de agua doméstica, enfriamiento de aire en verano y su calentamiento en invierno con energía solar y en algunos casos con geotérmica.

La parte industrial. En la frontera con Estados Unidos hay una gran cantidad de industrias maquiladoras, aprovechando la estratégica localización, junto al principal mercado de consumo del mundo. Para suministrar energía a estos consumidores, se tiene el complejo de Centrales de ciclo combinado, a gas, en Rosarito; además de dos Centrales de productores independientes que también exportan a Estados Unidos y la Geotermoeléctrica de Cerro Prieto de 720 MW.

La parte turística, con grandes cadenas de hoteles que van desde Tijuana a Los Cabos. En ellos sus consumos, aparte de los tradicionales, son el uso intenso de aire acondicionado y en muchos de ellos, plantas desaladoras para su consumo y para el riego de campos de golf. No son menos importantes los cientos de pequeños hoteles, que aprovechando la

belleza de las playas, el clima y la cercanía al gran demandante que es Estados Unidos, se han instalado en zonas alejadas de la red eléctrica. En ellos, el uso de geotermia de baja entalpía tiene gran sentido práctico, ecológico y económico.

Finalmente, **la parte de agricultura intensiva**. Desde los viñedos del Valle de Calafia cerca de Ensenada hasta los valles costeros en San Quintín, y más al Sur, en el valle de Ciudad Constitución, se producen hortalizas de alto valor comercial donde se depende mucho del riego y este a su vez de la desalación de agua salobre. Punto aparte merece en este tema la posibilidad de deshidratado de productos como el tomate y el chile usando calor geotérmico a pequeña escala.

Estudio de oportunidades coyunturales

Todo lo anterior es en cuanto al consumo de energía. Ahora examinemos de manera coyuntural varios casos específicos para el posible aprovechamiento de las fuentes de agua caliente, los que finalmente darán pie a hacer una generalización sobre el potencial uso masivo de la geotermia de baja entalpía en la zona.

1. Desarrollos turísticos pequeños

En las costas entre Mulegé y Loreto, se encuentran las playas más hermosas del país. Muchas con pequeños desarrollos turísticos, pero sin agua, ni energía eléctrica. Esto lo suplen actualmente con plantas diesel que se encienden solo algunas horas y trayendo agua en pipas de otras zonas. En Muchos de estos casos, como Santispac, Segismundo y San Bruno, existen pozos de agua caliente con suficiente temperatura como para generar energía eléctrica a escalas adecuadas para estos consumos. Los casos mencionados representan solo un pequeño porcentaje de lo que se podría aprovechar como fuente para generación eléctrica. Lo que se requiere en estos balnearios es:

- a. **Una prospección metódica de sus posibilidades geotérmicas de baja entalpía.** Esto no es trivial ya que la cercanía con el mar de estas fuentes complican el uso de métodos geofísicos que se basan en la medición de la conductividad eléctrica de las aguas subterráneas al mezclarse éstas con el agua salada del mar. Es también importante, una vez descubiertas zonas de agua caliente, poder predecir la vida útil de esos yacimientos para sustentar con algo más de certeza la inversión en una planta generadora.
- b. **Una selección adecuada de plantas de generación.** El mercado de plantas pequeñas de ciclo binario no es muy abundante. Solamente Ormat tiene una

amplia experiencia en este tipo de plantas. En el mercado mundial son pocas las que se ofrecen y estas son en general en calidad de experimentales. A primera vista este asunto parece algo netamente comercial, sin embargo no es así. Se debe considerar el rango de temperatura del agua caliente geotérmica. Si ésta es relativamente baja, alrededor de los 100°C las cosas se complican ya que los fluidos usados en el secundario del ciclo se transforman en líquido dentro de la turbina lo que hace que el diseño deba incluir expansores de tipo tornillo. También el sistema de enfriamiento, en estos casos cercanos a la playa, son diferentes a los usuales ya que se utilizaría un sistema abierto que tome agua de mar y lo descargue al punto de origen sin necesidad de torres de enfriamiento. Es de resaltar que hay muchos casos playeros en los que el mar se encuentra muy estratificado (frío en el fondo y tibio en la superficie) por lo que es muy conveniente extraer el agua de enfriamiento desde el fondo del mar, mejorando de esta forma la eficiencia del sitio.

- c. **La economía del proyecto.** En todos los balnearios que se surten de energía eléctrica con generadores diesel la economía se rige por un énfasis en ahorrar combustible. Las plantas son relativamente baratas pero el combustible es muy caro ya que además de su precio en el puerto, hay que sumarle el transporte y almacenamiento. Lo anterior lleva a que haya energía eléctrica sólo algunas horas al día con los inconvenientes asociados, en particular con lo relativo a la refrigeración de alimentos durante las 24 horas del día. Cuando se reemplaza una planta diesel por una binaria de geotermia, la economía del proyecto es totalmente a la inversa. La inversión inicial es la cara y el consumo es nulo. Es decir para que el proyecto se pague, debe estar generado y "vendiendo" energía la planta las 24 horas del día y a máxima capacidad. Para ello hay que reordenar el lado del consumo, buscando operar los aparatos eléctricos (bombas agua, máquinas de tortillas, alumbrado, etc.) de manera que mantengan el consumo lo más constante posible. Incluso se puede complementar el consumo fabricando hielo en las horas de poca demanda.

Seguramente el agua caliente que se extraiga del subsuelo para generar electricidad tendrá un excedente, el cual se puede usar para balnearios termales naturales y para calentamiento de agua en las duchas.

El apoyo estatal y municipal para estos proyectos de fuerte inversión inicial es muy conveniente.

- d. **Impacto ambiental.** Al desplazarse la quema de petróleo por una fuente que no tiene emisiones, como es el caso de la geotermia, se evita una muy importante cantidad de emisiones de CO₂ a la atmósfera, lo que se puede traducir en bonos

de carbono para apoyar al proyecto. También para un balneario, en esta zona prístina y limpia, tiene un gran plus el declarar que es una villa autosustentable en electricidad.



Figura 76: Manantiales calientes sobre la playa. La Joya, B.C.

2. Hotelería de tamaño mediano

Hay muchas zonas en Baja California donde hay hoteles enclavados en la ciudad, como el caso de Maneadero y Punta Banda, cerca de Ensenada donde al hacer un pequeño pozo, se obtiene agua muy caliente en abundancia. Esto también ocurre en nuevos desarrollos como en Puertecitos y Loreto. Allí se pueden hacer pozos más profundos para el autoconsumo de energía eléctrica del propio hotel, vendiendo sus excedentes a la CFE con un contrato de interconexión. En estos casos, la filosofía es un poco diferente a la anterior.

- a. **La prospección del recurso.** Estos acuíferos calientes son más grandes y han sido mejor estudiados que los de las pequeñas playas. Se puede invertir en pozos exploratorios (pequeños) asegurando bien el recurso. En el diseño de pozos se puede buscar la posibilidad de generar lo más que se pueda ya que al existir interconexión con la red de CFE, se le puede vender el excedente. Es decir para estos casos lo conveniente es generar el máximo de potencia posible para lo cual se perforan baterías de pozos.
- b. **Selección adecuada de la planta.** Aquí se trata de plantas de mayor tamaño que las indicadas para el caso anterior, de pequeños balnearios aislados de la red. El

precio unitario de una planta de ciclo binario crece notablemente con su tamaño. Se considera que estos proyectos caen en la categoría de las plantas comerciales que fabrica ORMAT que están en el mercado. Esto no descarta que se puedan instalar varias plantitas pequeñas si la temperatura del recurso no fuera lo suficientemente alta.

- c. **Economía del proyecto.** El concepto de economía del proyecto es totalmente diferente al del caso de Villas playeras aisladas de la red. Aquí quien instale la planta, lo hará para su autoconsumo evitando comprarle la energía a CFE, que es supuestamente más cara. El excedente que tenga en las horas que baja su consumo, se lo vende a la CFE mediante un contrato de interconexión que se encuentra descrito en este documento. Es muy conveniente examinar los posibles apoyos económicos que hay para el fomento de las energías renovables en programas de gobiernos estatales y federales. Si el excedente de energía fuera grande, entonces lo conveniente es asociarse con el Municipio o con algún otro consumidor, ya sea Hotel o Planta Desaladora, para usar siempre esta energía eléctrica geotérmica como autoconsumo de los socios.
 - d. **Impacto ambiental.** Los beneficios al reemplazar fuentes tradicionales de energía por otras que no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera se pueden traducir en un ingreso adicional por la venta de bonos de carbono y en un buen emblema de ventas al tratarse de un Hotel autosustentable en energía eléctrica.
3. Agricultura intensiva.

Es bien conocido en Baja California el fenómeno que se ha producido en los valles agrícolas que sacan agua para riego de pozos, en los cuales la cercanía con el mar y el cono de depresión que se forma en los pozos ha producido una entrada de la cuña salina hasta las zonas de riego. Hay muchísimos desarrollos agrícolas que tiene su propia desaladora para hacer utilizable el agua salobre de los acuíferos.



Figura 77: Agroindustrias en el Valle de San Quintín, B.C.

Con pequeñas plantas de generación eléctrica de origen geotérmico, en los lugares donde abunda este recurso, puede ser una buena solución para no consumir energía eléctrica. En lo económico, este asunto es más complicado porque la tarifa que pagan los agricultores para operar sus desaladoras es subsidiada y es muy baja. Imposible de competir con un desarrollo propio de tipo auto consumo.

Una situación parecida ocurre en Cabo San Lucas, donde ya existe una gran desaladora que consume más de 2.5 MW y se encuentra ubicada en una zona donde a muy poca profundidad ya hay altas temperaturas de los acuíferos.

X. Conclusiones y recomendaciones.

En este estudio sobre la evaluación de los recursos geotérmicos de baja entalpía de la Península de Baja California, se ha presentado una evaluación sobre los recursos que allí existen (al nivel que la información disponible lo permite) las tecnologías que existe para aprovecharlos, la situación legal para su aprovechamiento en México y sus aplicaciones coyunturales.

Al lector le saltará a la vista la paradoja al encontrar que en Baja California hay una gran abundancia de este recurso y sin embargo su uso es prácticamente cero.

De la forma en que se plantea la evaluación de los recursos, se ha presentado una evaluación técnica de lo que se podría aprovechar, pero se deja también, establecido con mucha claridad, la necesidad de que instituciones públicas y del sector privado realicen campañas intensas de exploración y evaluación más detalladas del recurso. Esto va desde la explicación científica, bien soportada, sobre el porqué se producen estas fuentes de agua caliente, explicando para cada zona su génesis y evolución. Luego una exploración tecnológica, con mediciones geofísicas y con pozos someros de gradiente térmico, una cuantificación del potencial del recurso para que el que vaya a invertir tenga una idea de la duración esperada del agua caliente a la hora de hacer su inversión.

Luego se plantea en el transcurso del estudio la conveniencia de instalar algunas plantas demostrativas tanto para generación de energía eléctrica a pequeña escala como para usos industriales como aire acondicionado, desaladoras, secadoras y deshidratadoras de frutas y verduras. Para lograr estos prototipos demostrativas en la actualidad se cuenta con apoyos económicos de los Fondos de fomento de la Secretaría de Energía, Conacyt y Gobiernos Estatales para que en conjunto las Universidades con industriales y Gobiernos locales instalen estos prototipos, ojalá desarrollados en parte por las Universidades y centros locales y no sólo dedicarlos a importar los equipos completos.

Se ha mostrado que no existen inconvenientes legales para que se desarrollen los usos planteados para baja entalpía. Se ha presentado un resumen que sirve de guía para impulsar estos proyectos

Se ha mostrado que las aplicaciones de estos manantiales y yacimientos de agua caliente son muy amplios en el mundo, no son costosos y son muy amigables al medio ambiente.

Queda implícito en este estudio que para que se lleve a cabo el desarrollo y uso de estas tecnologías hay un eslabón de la cadena que falta. Por un lado está el posible usuario que economizaría dinero al emplearlos y por otro el facilitador que pone a disposición el recurso (informes sobre abundancia del recurso y nuevas leyes y reglamentos que apoyan su uso). El eslabón que falta es el que construya un prototipo para dar certeza y claridad al inversionista.

Entre las aplicaciones descritas, se concluye que las más útiles en este momento son las siguientes:

- Desarrollar pequeños proyectos de generación de energía eléctrica en balnearios aislados de la red en donde actualmente se usan plantas de diesel para la generación para dos necesidades fundamentales; aire acondicionado y refrigeración para conservar alimentos y tener bebidas frías. Sin descartar los otros usos como bombeo de agua e iluminación. Se hace énfasis en que estos desarrollos requieren de una componente, un poco cara e incierta, para evaluar y luego extraer el recurso (agua caliente) y de otra, más cierta y confiable, que es la instalación de la máquina que transforme el calor en energía eléctrica. Se concluye en este informe que estos casos aislados de la red tienen una economía muy diferente a otros ya que aquí se trata de usar , parejo durante todo el día y la noche, la potencia total instalada ya que cuesta igual tener las máquinas operando o paradas.
- Desarrollo de proyectos de generación eléctrica, con plantas de ciclo binario, para zonas donde éstas estarían interconectadas a la red. Aquí la filosofía es generar para autoconsumo, vendiendo los excedentes a la red mediante un contrato de interconexión con CFE. Se pone una luz de alerta a nuevos desarrollos como lo que se piensa hacer en Puertecitos en Baja California, al sur de San Felipe, donde hay abundantes recurso de baja y media entalpía que se pueden usar para generar prácticamente toda la energía eléctrica del poblado además de usos en balnearios.
- En cuanto a Desarrollos Industriales, la geotermia de baja entalpía tiene varias aplicaciones, descritas en el informe:
- Aire acondicionado y calefacción ya sea con aparatos de absorción que aprovechan el calor geotérmico en un proceso de refrigeración denominado de absorción es decir que con el calor secan y recuperan sustancias higroscópicas. Con esto el consumo de energía eléctrica se reduce a mover las pequeñas bombas del circuito. En invierno el calor se usa directamente para calentar los espacios habitables

- Uso mecánico en equipos industriales. Con la energía geotérmica se puede mover turbinas de vapor que accionen directamente las bombas de las plantas desaladoras de Ósmosis Inversa con un notable ahorro de electricidad y de emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. También se puede usar esta fuerza de las turbinas en otras aplicaciones industriales
- Balneología. Es evidente (sencillo y barato) usar las aguas termales para balnearios. Aquí se han resaltado dos aspectos colaterales para el éxito de estos desarrollos. La determinación precisa de los componentes químicos de las aguas termales (varía con la profundidad del pozo) y de los lodos asociados para evaluar mediante investigaciones en los centros médicos o Universidades sobre las propiedades curativas que se puedan lograr y luego publicitarlas adecuadamente. El segundo, que ha sido la clave de los desarrollos de SPA en Europa, es la calidad e higiene de las instalaciones hoteleras o de camarines asociadas. Esto segundo es lo que hace que el negocio prospere.
- Secado de frutas y verduras. Se han hecho experimentos y realizado diseños para usar el calor geotérmico para deshidratar productos que abundan en la zona (jitomate y fresa sobre todo) con muy poco consumo de energía, dándole un valor agregado al producto al hacerlo más liviano para su transporte, dándole posibilidad de almacenarlo sin depender de las estaciones del año y, además, venderlo como un producto orgánico secado sin emitir gases de efecto invernadero.
- Enfriamiento de aire en grandes hoteles. En frente a la bahía de Loreto, dada la profundidad del mar, se produce una buena estratificación del agua de mar. Es decir a cierta profundidad se puede extraer agua fría que se puede usar para el enfriamiento de aire en hoteles. Con esto se ahorra una gran cantidad de energía y solo se requieren tuberías adecuadas y algo de bombeo.

Finalmente, concluimos que este estudio cumple su misión de dar a conocer, lo que hasta la fecha se conoce, sobre este abundante recurso de calor de mediana y baja entalpía en la zona de las dos Baja Californias, y haciendo por primera vez una cuantificación preliminar del potencial de este recurso. También muestra que no hay inconvenientes legales para su aprovechamiento y da una guía para atender los aspectos legales para su implementación. Termina con una descripción de varias aplicaciones que si se atienden

con entusiasmo y apoyos locales, pueden transformar a Baja California en un verdadero centro de uso avanzado de los recursos geotérmicos de baja y media entalpía.

XI. Referencias bibliográficas.

1. Desarrollo de la regulación para energías renovables en México, CRE.
2. Energías renovables para el desarrollo sustentable de México, Secretaría de Energía, 2004.
3. Programa de obras e inversiones del sector eléctrico, CFE (2011-2025).
4. Programa estatal para el aprovechamiento sustentable de la energía, CEE de BC, 2009.
5. Clauser, C., 2006. Geothermal Energy, In: K. Heinloth (ed), Landolt-Börnstein, Group VIII: Advanced Materials and Technologies, Vol. 3: Energy Technologies, Subvol. C: Renewable Energies, Springer Verlag, Heidelberg-Berlin, 493-604.
6. Evaluación de la energía geotérmica en México, Hiriart L.G., ENAL.
7. Chandrasekharam, D .- Geothermal Energy Resources and Utilisation.- India.- Archivo Web
8. Valdimarsson, Páll.- ORC and Kalina Analysis and Experiences.- Energy program Washington State University. Lecture III. 2003
9. Bertani, Ruggero.- Power plant technology: state of the art and road ahead. ICS Meeting Trieste, Italy. 2008
10. Chena Power Company.- Chena geothermal Power Plant Project.- Final Report. 2007
11. Mendrinos D., Kontoleontos E. and Karytsas C.- Geothermal Binary Plants: Water or Air Cooled ?.- Centre for Renewable Energy Sources. Grecia.
12. University of North Dakota Electric Power Generation from Low to Intermediate Temperature Resources.- Project EE0002854. 2010
13. Website <http://www.lowbin.eu>
14. DiPippo R.- Small Geothermal Power Plants, Design, Performance And Economics.- Geothermal Resources Council Bulletin. June 1999
15. Holdmann, Gwen.- The Chena Hot Springs 400kW Geothermal Power Plant: Experience Gained During the First Year of Operation. Report.
16. Chena Power LCC.- 400 kW Geothermal Power Plant at Chena Hot Springs, Alaska.- Final Report prepared for Alaska Energy Authority. 2007
17. Kaplan, Uri and Schochet, Daniel N.- Improving Geothermal Power Plant Performance by Repowering with Bottoming Cycles.- Proceedings World Geothermal Congress 2005 Antalya, Turkey, 24-29 April 2005
18. Chiasson, Andrew. Electric Power Generation in the Roosevelt Hot Springs Area-the blundell geothermal power plant. Geothermal Resources Council Bulletin. December 2004.
19. Website http://www.energyinsight.info/raft_river_geothermal_idaho.html. Making Progress at the Raft River Geothermal Project in Idaho.

20. Faulds, James E. and Melosh, Glenn.- A Preliminary structural Model for the blue Mountain Geothermal Field, Humboldt county, Nevada. Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 32, 2008.
21. Website www.power-technology.com/projects/bluemountaingeochem/ . Blue Mountain Geothermal Power Plant. United States of America
22. Mayorga Jiménez, Gravin (ICE).- Desarrollo de la energía geotérmica: Caso de Costa Rica. Presentación en Power Point.
23. Serpen, Umran; Aksoy, Niyazi; Öngür Tahir.- 2010 Present Status of Geothermal Energy in Turkey.- Proceedings, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 1-3, 2010.
24. Website: Geothermieprojekt Landau
25. Goldbrunner, Johann. Bad Blumau (Styria, Austria) The Success Story of Combined Use of Geothermal Energy.- Geothermal Resources Council Bulletin.- Junio 2005.
26. Geothermal Development Associates.- Geothermal Power at Oserian Farms, Naivasha, Kenya. ARGeo C2 Conference, Entebbe. Preentación Personal
27. New Zealand Geothermal Asociation.- NZ Geothermal Fields. Link http://www.nzgeothermal.org.nz/nz_geo_fields.html
28. Shapiro, Graciela.- First Ormat Geothermal Plant in Japan.- IGA News January-March 2004.
29. Arnorsson, S. (ed.) 2000 Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration, Development and Use. Vienna: International Atomic Energy Agency. ISBN 92 0 101600 X. Geol. Mag. 139, 2002 Geological Magazine, September 2002, v. 139, p. 598.
30. Blakely, R.J., 1996. Potential Theory in Gravity and Magnetic Applications. Cambridge Univ. Press, 441 pp.
31. <http://www.gbv.de/dms/goettingen/331127202.pdf>. Arnórsson, Stefán, 2000; Isotopic and Chemical Techniques in Geothermal Exploration, Development and Use, International Atomic Energy Agency, Vienna .
32. <http://www.cre.gob.mx/documento/2027.pdf>. Hiriart Le Bert G., 2010. Evaluación de la Energía Geotérmica en México. Informe preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Secretaria de Energía, Comisión Reguladora de Energía, México.
33. <http://ww.inegi.org.mx>. Instituto Nacional de Geografía e Informática.
34. <http://www.sgm.gob.mx>. Servicio Geológico Mexicano.
35. <http://ww.eopen.gob.ar/archivos/educativo/geotermia.pdf>. Sierra J. L. y Pedro G. 1998. Energía Geotérmica.
36. www.geothermal.org/.../explorationworkshop/Cumming.pps. Geophysical Exploration for Geothermal Resources by William Cumming. Cumming Geoscience, Santa Rosa CA. (GRC 2006 Annual Meeting PowerPoint Presentations. Geothermal Exploration Technologies Workshop. Friday and Saturday, September 8-9).

37. <http://www.ingenieriageofisica.com>. Wolfgang Jacoby • Peter L. Smilde, 2009.- Gravity Interpretation. Fundamentals and Application of Gravity Inversion and Geological Interpretation. ISBN: 978-3-540-85328-2 e-ISBN: 978-3-540-85329-9 . Library of Congress Control Number: 2008934054. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009.
38. www.neim.utfsm.cl/arch/20080808-05-Geotermia.pdf. Núñez P., Díaz S. D. y Velázquez E. P., 2008.- Geotermia. Chile.
39. Lujan F.V. (2006). Utilización de Ondas Electromagnéticas para detectar la Invasión de Agua Marina en el acuífero de Valle de Maneadero en Ensenada, B. C. Tesis de Maestría en Ciencias. Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, CICESE.
40. Orellana, E., 1972.- Prospección Eléctrica en Corriente Continua. Editorial Parafino. Madrid, 1972.
41. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)-Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 1994. Guía para la Evaluación del Potencial Energético en Zonas Geotérmicas durante las etapas previas a la Factibilidad. OLADE-BID. Quito, Ecuador.
42. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)-Banco Interamericano de Desarrollo (BID), 1994. Guía para Estudios de Factibilidad Geotérmica. OLADE-BID. Quito, Ecuador.
43. PROL L. R. M., 1988.- El Calor de la Tierra. D.R. © 1988. Fondo de la Cultura Económica, S. A. de C. V. Quinta reimpresión, 1996. ISBN 968-16-2865-9. Impreso en México.
44. Sánchez S. Fdo., Ferreiro V. A., García M. C., Anta Fdez. J., Puente S. Fco., Legaz P. R., y González G. A. 2008. La Energía de Hoy y del Mañana. Instituto de Prevención, Salud y Medio Ambiente (Fundación MAPFRE), Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Economía y Hacienda y Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, España.
45. Telford, W.M., Geldart, L.P., Sheriff, R.E., Keys, D.A., 1976.- Applied Geophysics. Cambridge Univ. Press, Cambridge, UK, 860 pp., 1976.
46. Vázquez, G.R. (1980). Estudio de métodos potenciales con aplicaciones a geohidrología del valle de Maneadero. Tesis de Maestría en Ciencias. Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, CICESE, Baja California, México.
47. Wolfgang Jacoby • Peter L. Smilde, 2009.- Gravity Interpretation. Fundamentals and Application of Gravity Inversion and Geological Interpretation. ISBN: 978-3-540-85328-2 e-ISBN: 978-3-540-85329-9 . Library of Congress Control Number: 2008934054. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2009.

XII. Anexo A. Geotermometría de aguas y gases.

Geotermometría de aguas y gases.

Nota: Información tomada de la "Evaluación de la Energía Geotérmica en México". Hiriart Le Bert G., 2010. Informe preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, México.

A continuación, se muestran los geotermómetros más comúnmente usados en la etapa de exploración.

Geotermómetros basados en la sílice disuelta

En todas estas fórmulas, c representa la concentración de sílice disuelta en mg/l. Las fórmulas varían en función de la fase sólida de la sílice que controla la solubilidad. La fórmula con pérdida máxima de vapor se debe aplicar en los casos de manantiales hirvientes. Todas estas fórmulas han probado ser confiables y útiles. Cabe aclarar que estos geotermómetros son sensibles a los efectos de dilución, ya que el cálculo se basa en la concentración de una sola especie.

$$\text{Calcedonia (Fournier): } t(C) = \frac{1032}{4.69 - \log c} - 273$$

$$\text{Cuarzo (Fournier): } t(C) = \frac{1309}{5.19 - \log c} - 273$$

$$\text{Cuarzo con pérdida máxima de vapor (Fournier): } t(C) = \frac{1522}{5.75 - \log c} - 273$$

$$\text{Calcedonia-Cuarzo (Giggenbach): } t(C) = \frac{1000}{4.55 - \log c} - 273$$

Geotermómetros de cationes

Existe también una familia de geotermómetros basados en la concentración de los cationes principales (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} y Mg^{2+}). En estos casos se emplea la razón de dos de éstos cationes, por lo que son menos sensibles a los efectos de dilución. En todos los casos la concentración está dada en mg/l. El geotermómetro que incluye al calcio es un poco más complicado, por causa del parámetro β que adquiere dos valores distintos; ésta fórmula es útil en casos en que el calcio es relativamente alto, digamos que más de un 25% de la concentración de potasio.

$$\text{Potasio-Magnesio (Giggenbach): } t(C) = \frac{4410}{13.95 - \log \frac{K^2}{Mg}} - 273$$

$$\text{Potasio-Sodio (Giggenbach): } t(C) = \frac{1390}{1.75 - \log \frac{K}{Na}} - 273$$

$$\text{Sodio-Potasio (Fournier): } t(C) = \frac{1217}{\log \frac{Na}{K} + 1.483} - 273$$

$$\text{Sodio-Potasio-Calcio: } t(C) = \frac{1647}{\log \frac{Na}{K} + \beta [\log \frac{\sqrt{Ca}}{Na} + 2.06] + 2.47} - 273$$

$$\beta = \frac{4}{3} \text{ Si } [\log \frac{\sqrt{Ca}}{Na} + 2.06] \geq 0 \text{ y } t(C) \leq 100$$

$$\beta = \frac{1}{3} \text{ Si } [\log \frac{\sqrt{Ca}}{Na} + 2.06] < 0 \text{ o si } t(\frac{4}{3}) > 100$$

Existe un diagrama triangular, propuesto por Giggenbach, que combina los geotermómetros de K/Na y de K/Mg, que permite clasificar las aguas y extrapolar la probable temperatura de reservorio, de una manera sencilla y directa. Este diagrama está incluido en la Hoja de cálculo mencionada en el apartado anterior.

Geotermómetros de gases

La composición química de los gases también puede ser útil para estimar la temperatura del probable reservorio. El equilibrio químico de los gases depende no solo de la temperatura, sino también de su distribución entre las fases líquida y gaseosa, por lo que es necesario conocer la saturación de vapor en el yacimiento. Esto hace de la geotermometría de gases una técnica más compleja. Existen varios diagramas mediante los cuales se estima la temperatura y la saturación del yacimiento. Algunos de estos diagramas están incluidos en la Hoja de cálculo mencionada en el apartado anterior.

Existen algunos geotermómetros de gases que, mediante ciertas consideraciones y ajustes empíricos, suprimen la necesidad de conocer la saturación de vapor. A continuación se muestran algunas fórmulas de estos geotermómetros.

D'Amore y Panichi:

$$t(C) = \frac{24775}{\alpha + \beta + 36.05} - 273 \text{ donde:}$$

$$\alpha = 2 \log \frac{CH_4}{CO_2} - 6 \log \frac{H_2}{CO_2} - 3 \log \frac{H_2S}{CO_2} \text{ y } \beta = 7 \log P_{CO_2}$$

Donde $\log P_{CO_2} = -1$ si $CO_2 < 75\%$; 0 si $CO_2 > 75\%$; 1 si $CO_2 > 75\%$ y $CH_4 > 2H_2$ y $H_2S > 2H_2$. (Este es un ajuste empírico, basado en datos de pozos del campo de Larderello, Italia).

Giggenbach

Este geotermómetro utiliza las concentraciones de H_2 y Ar, bajo el supuesto de que la fugacidad del H_2 depende fuertemente de la temperatura y de que la concentración de Ar en los reservorios geotérmicos corresponde a la de agua saturada con aire, ya que el Ar geotérmico es de origen atmosférico. La fórmula es la siguiente:

$$t(C) = 70 \left(2.5 + \log \left(\frac{H_2}{Ar} \right) \right)$$

Donde la concentración de los gases está dada en porcentaje molar. Este geotermómetro es particularmente útil en la etapa exploratoria.

Geotermómetros isotópicos

El factor de fraccionamiento isotópico depende de la temperatura. Por tanto, si dos sustancias o dos fases de una misma sustancia están en equilibrio isotópico, es posible determinar el valor del fraccionamiento isotópico y, por ende, la temperatura del último equilibrio.

Existe un gran número de posibles geotermómetros. Sin embargo, solo unos pocos pueden usarse en la práctica exploratoria, ya sea por el costo del análisis o porque la información que arrojan es difícil de interpretar. Estos son los siguientes:

- Fraccionamiento del oxígeno 18 entre los sulfatos disueltos en agua y el agua misma.
- Fraccionamiento del deuterio entre el hidrógeno gas y el vapor de agua.

El geotermómetro del oxígeno 18 en sulfatos y agua es muy útil en la etapa de exploración, cuando existen manantiales clorurados sódicos de alta temperatura o hirvientes, que son descarga directa de los reservorios. El reequilibrio de este geotermómetro a menores temperaturas es muy lento, por lo que el manantial conserva la temperatura de equilibrio en el reservorio. Primero se establece el valor del fraccionamiento isotópico de las muestras del manantial, que es igual a la diferencia de los valores delta de los sulfatos y de agua, conforme a la ecuación siguiente:

$$10^3 \ln \alpha = \delta^{18}O_{\text{sulfatos}} \text{‰} - \delta^{18}O_{\text{agua}} \text{‰}$$

Una vez calculado el valor de $10^3 \ln \alpha$ se puede conocer la temperatura correspondiente, recurriendo las tablas correspondientes.

Por último, en el caso de manantiales clorurados hirvientes con desprendimiento vigoroso de vapor y gases, se puede utilizar el geotermómetro del deuterio en el vapor de agua y en el gas hidrógeno, conforme a la siguiente relación:

$$10^3 \ln \alpha = \delta D_{H_2O_{\text{vapor}}} \text{‰} - \delta D_{H_2_{\text{gas}}} \text{‰}$$