
**TECNOLOGÍAS DE PUNTA Y COSTOS
ASOCIADOS PARA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA, AUTOABASTECIMIENTO
Y COGENERACIÓN CON RECURSOS
GEOTÉRMICOS EN MÉXICO**

REPORTE FINAL

Mayo 2011

Financiado por:
Energy Sector Management Assistance Program
Trust fund: TF095212

Este estudio fue preparado por Gerardo Hiriart Le Bert como parte del Programa de Asistencia Técnica en Energía Renovable en México del Banco Mundial, financiado por el Energy Sector Management Assistance Program a través de la Unidad de Energía de América Latina y la región del Caribe del Banco Mundial.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. MANEJO Y OPERACIÓN DE CAMPOS GEOTÉRMICOS.....	4
2.1. TIPOS DE CAMPOS GEOTÉRMICOS QUE OPERAN EN EL MUNDO.....	4
2.2. INSTALACIONES SUPERFICIALES TÍPICAS EN CAMPOS GEOTÉRMICOS..	6
2.2.1. Silenciadores	6
2.2.2. Separadores	9
2.2.3. Válvulas de Esfera.....	10
2.2.4. Elementos de Seguridad.....	10
2.2.5. Tuberías para el transporte de fluidos	11
2.2.6. Piernas de condensado	13
2.2.7. Secadores de humedad	13
2.3. DISPOSICIÓN DE LA SALMUERA RESIDUAL	14
2.3.1. Sistema cerrado de inyección.....	15
2.3.2. Sistema abierto de inyección.....	16
2.3.3. Pozos inyectoros.....	17
2.4. CAMPOS GEOTÉRMICOS EN MÉXICO	17
3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOABASTECIMIENTO Y COGENERACIÓN CON RECURSOS GEOTÉRMICOS.....	21
3.1. INTRODUCCIÓN	21
3.2. EXPERIENCIAS ACTUALES EN EL MUNDO	23
3.3. EXPERIENCIAS EN MÉXICO.....	25
3.4. BARRERAS Y FACTORES DE ÉXITO.....	29
4. TIPOS DE PLANTAS GEOTERMOELÉCTRICAS EN OPERACIÓN COMERCIAL	35
4.1. PLANTAS DE CICLO DIRECTO (CONDENSACIÓN Y CONTRAPRESIÓN)...	35
4.2. PLANTAS DE CICLO BINARIO	36
4.2.1. Ciclo Rankine Orgánico (ORC)	36
4.2.2. Ciclo Kalina.....	38
4.2.3. Ciclo de fase variable	39
4.2.4. Principales tecnólogos y fabricantes de plantas de ciclo binario	40
5. TIPOS DE PLANTAS GEOTERMOELÉCTRICAS QUE PODRÍAN USARSE EN MÉXICO PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOABASTECIMIENTO Y COGENERACIÓN.....	49
5.1. ZONAS GEOTÉRMICAS CON TEMPERATURA DE 150°C O MÁS.....	53
5.2. ZONAS GEOTÉRMICAS CON TEMPERATURA ENTRE 95 Y 149°C.....	54
5.3. ZONAS GEOTÉRMICAS CON TEMPERATURA MENOR DE 95°C.....	55
6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN	57
6.1. COSTOS DE INVERSIÓN	57
6.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	60
6.3. COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN.....	60
REFERENCIAS	63

1. INTRODUCCIÓN

Los recursos geotérmicos se definen como energía térmica almacenada en el interior de la tierra, en las rocas y/o en el agua o vapor de agua atrapada en ellas, que puede obtenerse en superficie mediante pozos. Se pueden clasificar, en términos generales, como sistemas convectivos (hidrotermales), sistemas conductivos y acuíferos profundos (Tabla 1). Los primeros incluyen sistemas de líquido o de vapor dominante, y contienen fluidos formados de manera natural así como una fuente de calor local. Los sistemas conductivos, en cambio, carecen de fluidos naturales in situ, e incluyen los tipos de roca seca caliente y cuerpos de magma. Los acuíferos profundos carecen de una fuente de calor local y están formados por fluidos naturales que circulan en medios porosos o zonas de fractura a profundidades mayores de 3 km. Este tipo de recursos se subdivide en sistemas a presión hidrostática y sistemas a presiones mayores que la hidrostática, o geo-presurizados. La tecnología de los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS: *Enhanced or engineered geothermal systems*) permite el uso de sistemas conductivos o acuíferos de baja permeabilidad y porosidad (conocidos como roca seca caliente), ya que son capaces de lograr la conectividad de los fluidos mediante la estimulación hidráulica y/o química de las rocas del subsuelo. Los principales tipos de sistemas geotérmicos son los hidrotermales y los de tipo EGS.

Tipo	Subtipo	Fluidos in situ	Fuente de calor local	Rango usual de temperatura (°C)
Sistemas convectivos (hidrotermales)	Continetales	Sí	Sí	<100 a >180
	Submarinos			>180
Sistemas conductivos	Someros (<400 m)	No	No	<100
	Roca seca caliente (EGS*)		necesariamente	100 a 180
	Cuerpos de magma		Sí	>180
Sistemas acuíferos profundos	Acuíferos hidrostáticos	Sí	No	<100 a 180
	Geo-presurizados			

*EGS: *Enhanced (or engineered) geothermal systems* (Sistemas geotérmicos mejorados).

Tabla 1. Clasificación general de los recursos geotérmicos.

Los sistemas geotérmicos se encuentran en diversos ambientes geológicos. Los de tipo hidrotermal usualmente están relacionados con actividad volcánica y/o sísmica reciente y suelen hallarse cerca de los límites de las placas tectónicas que componen la capa sólida más externa de la tierra, conocida como litósfera, o bien en puntos calientes ubicados fuera de esos límites. Los sistemas geotérmicos de menor temperatura (menos de 180°C) se encuentran en ambientes continentales donde el flujo térmico terrestre promedio (de unos 65 mW/m²) aumenta debido al decaimiento radiactivo natural o donde los acuíferos se recargan con agua calentada por haber circulado a lo largo de zonas de falla de gran profundidad.

La energía geotérmica se puede utilizar para generar energía eléctrica, en diversos usos directos del calor (incluyendo a las llamadas Bombas de Calor Geotérmico, o GHP: *Geothermal Heat Pumps*), o bien en combinaciones de generación eléctrica y de calor, en plantas de cogeneración. A la fecha, los únicos tipos de sistemas geotérmicos que se utilizan de manera comercial para generación eléctrica y usos directos son los hidrotermales del subtipo continental, aunque ya hay algunos prototipos de sistemas EGS con pequeñas unidades de ciclo binario en etapas de demostración.

Los sistemas hidrotermales se presentan en zonas de intrusiones magmáticas, donde las cámaras magmáticas se emplazan a profundidades entre unos 5 y 10 km. Estas cámaras emiten líquidos

mineralizados y gases a elevada temperatura, que suelen mezclarse con agua subterránea de circulación profunda. Este tipo de sistemas puede durar miles de años. Las cámaras magmáticas que se van enfriando gradualmente pueden recargarse con nuevas intrusiones de magma que provienen de profundidades mayores. En estos sistemas, aunque también hay transferencia de calor por conducción, la convección es el proceso de mayor relevancia.

Las temperaturas del subsuelo se incrementan de manera natural con la profundidad, a un gradiente térmico normal que oscila entre 25 y 33°C por kilómetro. A profundidad, las rocas pueden ser estimuladas para mejorar (o crear) su permeabilidad, empleando métodos como el fracturamiento hidráulico y la estimulación química o térmica, de tal manera que puede formarse un recurso tipo EGS que es posible usar para generar electricidad o para aplicaciones directas. Por tanto, los recursos tipo EGS pueden presentarse en prácticamente cualquier ambiente geológico, pero tienen más probabilidades de ser económicamente aprovechables en aquellos donde el gradiente térmico normal resulta ser superior al normal, a profundidades de entre 5 y 7 kilómetros.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que se pueden encontrar dos o más tipos diferentes de recursos geotérmicos a diferentes profundidades en un mismo sitio.

La energía geotérmica se empezó a aprovechar al menos desde el Paleolítico Medio, cuando los manantiales termales se empleaban en baños de tipo ritual o rutinario (Cataldi, 1999). Su aprovechamiento industrial empezó en Italia a fines del siglo XIX mediante la explotación de ácido bórico en la zona geotérmica de Larderello, donde se instaló la primera unidad geotermoeléctrica, de 250 kW de capacidad, en 1913 (Burgassi, 1999). Actualmente, 24 países en el mundo tenían en 2009 una capacidad instalada total de 10,717 MW (Tabla 2), habiéndose generado 67,246 GWh de energía eléctrica el año 2008 (Bertani, 2010).

PAÍS	MW	PAÍS	MW
1. Estados Unidos	3,093.5	13. Rusia	81.9
2. Filipinas	1,904.0	14. Turquía	81.6
3. Indonesia	1,197.3	15. Papúa-Nueva Guinea (Isla Lihir)	56.0
4. México	958.0	16. Guatemala	52.0
5. Italia	842.5	17. Portugal (Islas Azores)	28.5
6. Nueva Zelanda	628.0	18. China (incluye Tíbet)	24.2
7. Islandia	574.6	19. Francia (Isla Guadalupe y Alsacia)	16.2
8. Japón	536.0	20. Alemania	8.1
9. El Salvador	204.4	21. Etiopía	7.3
10. Kenia	167.0	22. Austria	1.4
11. Costa Rica	165.5	23. Australia	1.1
12. Nicaragua	87.5	24. Tailandia	0.3
TOTAL 10,716.9 MW			

Tabla 2. Capacidad geotermoeléctrica mundial

La industria geotérmica moderna incluye a las principales firmas mundiales de energía, compañías eléctricas públicas y privadas, manufactureras de equipos y otros suministros, desarrolladores de campos geotérmicos y compañías de perforación. Cabe mencionar que el mercado geotermoeléctrico mundial ha experimentado un crecimiento muy importante en los últimos cinco años (Bertani, 2010).

La energía geotérmica es un recurso renovable, toda vez que el calor extraído de un yacimiento en explotación es restaurado de forma continua por la producción natural de calor y la conducción y

convección de zonas periféricas más calientes. Los fluidos geotérmicos obtenidos en superficie son compensados por la recarga natural y/o la inyección de esos mismos fluidos después de ser aprovechados. Ha ocurrido varios casos donde, por razones de tipo económico, altas tasas de extracción de yacimientos hidrotermales dan como resultado un abatimiento de los fluidos a mayor velocidad que su recarga, pero los campos geotérmicos pueden operarse a tasas de producción diseñadas para que la declinación local de presión y temperatura en el yacimiento ocurra gradualmente a lo largo de la vida útil de las plantas instaladas. Por tanto, las zonas de menor presión y temperatura así creadas, pueden recargarse después desde las zonas periféricas cuando se detiene la extracción. Los modelos de simulación predicen que la recarga de sistemas hidrotermales puede ocurrir en periodos de tiempo semejantes a la vida útil del ciclo de producción geotérmica, donde las tasas de extracción se diseñan para una producción sustentable en un periodo de 20 a 30 años (Axelsson et al., 2005, 2010).

Este documento tiene como principal objetivo identificar las tecnologías necesarias y sus costos para la generación geotermoeléctrica de pequeña escala e integrada a la red en México. En el capítulo 2 se presenta información sobre el manejo y operación de los campos geotérmicos, con énfasis especial en los campos mexicanos, y describe sus instalaciones superficiales. El capítulo 3 presenta las experiencias en México y en el mundo de la generación distribuida, el autoabastecimiento y la cogeneración con recursos geotérmicos, mencionando las barreras y factores de éxito identificados. El capítulo 4 analiza la información sobre las plantas geotermoeléctricas en operación comercial, con particular énfasis en las plantas de ciclo binario. El capítulo 5 propone los tipos de plantas más susceptibles de utilizarse en México con objetivos de generación distribuida, autoabastecimiento y cogeneración empleando recursos geotérmicos. Finalmente, el capítulo 6 presenta los costos actuales de inversión para los tipos de plantas propuestos y los cálculos de costos nivelados de generación con diferentes configuraciones.

2. MANEJO Y OPERACIÓN DE CAMPOS GEOTÉRMICOS

Este capítulo describe brevemente los tipos de campos geotérmicos que operan actualmente en el mundo, presenta después las instalaciones superficiales típicas para el manejo y operación de esos campos, enfatizando particularmente la disposición de salmueras geotérmicas mediante inyección, lo que evita cualquier tipo de contaminación, y termina describiendo las principales características de los campos geotérmicos mexicanos.

2.1. TIPOS DE CAMPOS GEOTÉRMICOS QUE OPERAN EN EL MUNDO

En los campos geotérmicos que operan actualmente en el mundo, la energía geotérmica se extrae mediante pozos que producen fluidos calientes de dos tipos principales de yacimientos subterráneos. Uno de estos tipos está representado por los yacimientos hidrotermales que presentan una permeabilidad natural elevada. El otro lo constituyen los yacimientos tipo EGS con patrones de flujo construidos artificialmente. Los campos geotérmicos de este último tipo aún se encuentran en etapas de demostración y prueba, principalmente en Europa.

Con excepción de unos cuantos campos geotérmicos en Francia, Alemania, Austria, Tailandia y Australia, la gran mayoría de los campos en operación en los países enlistados en la Tabla 2 son de tipo hidrotermal, y de ellos la mayoría son de alta temperatura.

Los pozos geotérmicos se perforan a profundidades variables hasta un máximo actual de unos 5 km, empleando métodos similares a los utilizados en pozos petroleros pero adaptados a las altas temperaturas y presiones usuales en ambientes geotérmicos. Los pozos pueden ser verticales o desviados. Estos últimos se perforan con una inclinación de entre 30 y 50° con respecto a la vertical a partir de un punto de desviación ubicado a una profundidad que normalmente varía entre 200 y 2000 m. Se pueden perforar varios de estos pozos a partir de una misma plataforma, dirigiéndolos en diferentes direcciones para llegar a un mayor volumen del recurso y para cortar estructuras permeables, reduciendo al mismo tiempo los impactos superficiales.

Los pozos productores descargan agua caliente y/o vapor. El agua caliente es realmente una salmuera con contenidos variables de sólidos totales disueltos. En yacimientos hidrotermales de alta temperatura, a medida que baja la presión una fracción del agua líquida hierve ('flashea') y se convierte en vapor. El vapor separado es enviado a una turbina para generar electricidad y el agua caliente remanente puede hacerse 'flashear' de nuevo a menor presión y temperatura para obtener aun más vapor. La salmuera remanente se regresa al yacimiento mediante pozos inyectoros, o bien se manda a un sistema de uso directo antes de inyectarse. Algunos yacimientos, tales como el de The Geysers en los Estados Unidos, Larderello en Italia, Matsukawa en Japón y algunos campos indonesios, producen sólo vapor (conocido como vapor seco) sin agua en estado líquido, que se puede enviar directamente a la turbina sin pasar por un separador. En estos casos, el control del flujo de vapor para compensar las fluctuaciones en la demanda de energía es más sencillo que en el caso de la producción en dos fases, donde se requiere un flujo constante del pozo para evitar un probable colapso gravitatorio de la fase líquida.

En yacimientos hidrotermales de temperatura baja o intermedia, o en yacimientos tipo EGS, los pozos producen fluidos geotérmicos (agua, vapor o ambos) con temperaturas entre 70 y 170°C. Los fluidos se envían a un intercambiador de calor que extrae su energía y calienta un fluido de trabajo. Este fluido de

trabajo, que puede ser isopentano o isobutano con un punto de ebullición más bajo, pasa al estado gaseoso y se manda a la turbina de una planta de ciclo binario, para después ser enfriado con aire o condensado con agua. La salmuera recuperada también es regresada al yacimiento mediante pozos inyectoros (Armstead and Tester, 1987; Dickson and Fanelli, 2003).

En algunos campos hay también plantas híbridas o combinadas, que incluyen dos o más de los tipos básicos mencionados, por ejemplo una planta de ciclo binario adicional a una planta a condensación para mejorar la versatilidad, aumentar la eficiencia térmica total, mejorar la capacidad de carga y aprovechar eficientemente un rango más amplio de temperaturas.

Finalmente, existen algunos campos geotérmicos con plantas de cogeneración, o plantas combinadas con en cascada de calor y energía eléctrica (CHP: *Combined Heat and Power*), que producen tanto energía eléctrica como agua caliente para usos directos. Por ejemplo, Islandia tiene tres plantas geotérmicas de cogeneración con una capacidad combinada de 580 MW térmicos en operación (Hjastarson y Einarsson, 2010). En el Instituto de Tecnología de Oregon, una planta tipo CHP proporciona la mayor parte de su consumo eléctrico y satisface todas sus necesidades de calor (Lund y Boyd, 2009).

Como los recursos geotérmicos se encuentran en el subsuelo, es necesario utilizar métodos exploratorios indirectos (geológicos, geoquímicos y geofísicos) para localizarlos y evaluarlos. Los objetivos de la exploración son identificar y evaluar prospectos de yacimientos geotérmicos antes de la perforación y coadyuvar a caracterizar los yacimientos (incluyendo las propiedades de los fluidos) para permitir la estimación de su comportamiento y vida útil. La exploración de un prospecto geotérmico implica estimar su ubicación, su extensión lateral y profundidad con métodos geofísicos, y perforar después pozos exploratorios para probar sus propiedades y minimizar el riesgo.

Después de perforar los primeros pozos exploratorios es necesario determinar el volumen del recurso y el tamaño óptimo de la planta a instalar, considerando un uso sustentable. También se requiere asegurar una operación eficiente y segura durante la vida útil del proyecto. El método para estimar reservas y definir la capacidad de la planta es aplicar tecnologías de simulación de yacimientos. Para ello se construye primero un modelo conceptual, con base en la información disponible, sobre el cual se aplica una representación numérica y se calibra contra las condiciones iniciales del yacimiento, antes de empezar su explotación (Grant et al., 1982). El comportamiento futuro se pronostica bajo las condiciones de carga seleccionadas empleando un algoritmo de transferencia de calor y de masa, y así se determina el tamaño óptimo de la unidad o unidades a instalar.

La inyección de los fluidos residuales al yacimiento es un aspecto muy importante del manejo de los campos geotérmicos, que también cubre el objetivo de evitar cualquier posible contaminación a cuerpos de agua superficial y/o a los acuíferos someros. La producción de un campo puede reducirse debido al enfriamiento de zonas productoras en el subsuelo si el agua inyectada no tiene contacto suficiente con la roca caliente del yacimiento. Por otra parte, en ciertos casos pueden perforarse pozos inyectoros con el objetivo específico de mejorar la recarga caliente profunda. Sin inyección, conforme avanza la explotación de un yacimiento su presión se va reduciendo, lo que puede provocar la entrada de flujos someros periféricos de agua fría. La inyección puede mantener elevada la presión del yacimiento y evitar la entrada de esos flujos.

Dada una calibración suficiente y precisa con datos de campo, la evolución de un yacimiento geotérmico puede ser modelada adecuadamente y manejada proactivamente. Usualmente los

operadores del campo monitorean las propiedades químicas y termodinámicas de los fluidos geotérmicos y van mapeando sus flujos y movimientos en el yacimiento. Estos datos, combinados con otros datos geofísicos, se emplean para recalibrar y actualizar los modelos para una mejor predicción de la producción futura (Grant et al., 1982).

2.2. INSTALACIONES SUPERFICIALES TÍPICAS EN CAMPOS GEOTÉRMICOS

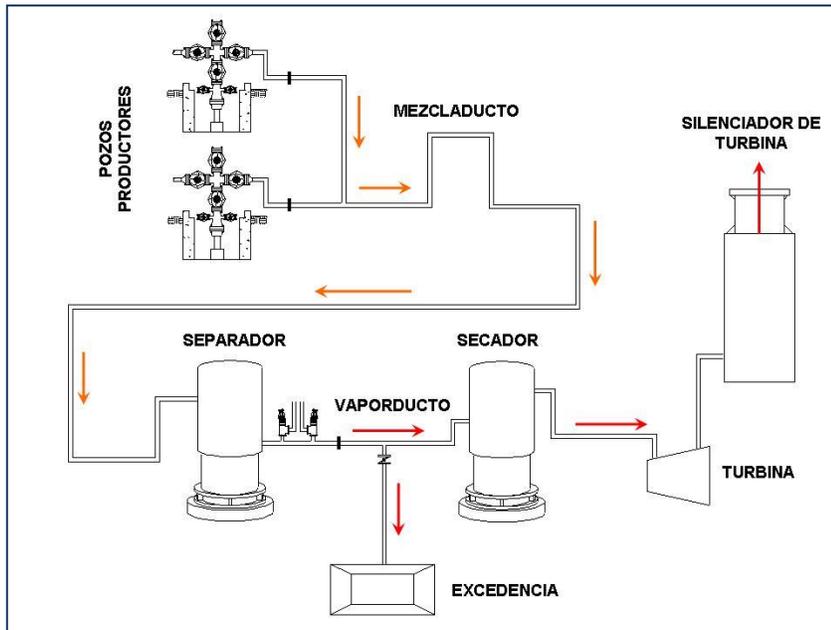


Fig. 1. Principales instalaciones superficiales típicas en campos geotérmicos.

En este apartado se describen las características de los equipos superficiales que se emplean para el acondicionamiento y transporte del fluido geotérmico, desde los pozos productores hasta la turbina (Fig. 1). Estas instalaciones superficiales incluyen silenciadores, separadores, válvulas de esfera, elementos de seguridad, tuberías de conducción de los fluidos (vaporductos, mezclaductos) y secadores de humedad. Es necesario hacer énfasis en que no se incluye la totalidad de diseños o equipos que se puedan utilizar en los campos geotérmicos de ciertos países, pero sí se presentan los que se usan de manera extensa en la mayoría de los campos del mundo y México.

2.2.1. Silenciadores

Los silenciadores se emplean generalmente en la etapa de evaluación del pozo, después de haber terminado la perforación y tienen como función principal atenuar el ruido que producen las descargas de los fluidos, al pasar de la presión de cabezal del pozo a la presión atmosférica. Este ruido se origina debido a que el fluido alcanza altas velocidades al disminuir la presión, llegando incluso, en el caso de producir vapor, a velocidades sónicas ($Mach=1$). El nivel de ruido aceptable de acuerdo a las normas que controlan estas emisiones en zonas habitadas, es de 85 dB (A), medidos a 3 m de la fuente emisora. Todos los diseños de silenciador deben lograr estos niveles de atenuación de ruido.

Las características de los silenciadores cambian en función de que la producción del pozo sea vapor, agua, o una mezcla de agua y vapor. En este último caso, el silenciador debe, además de atenuar el ruido, separar la fase líquida de la gaseosa y evitar que pequeñas gotas de agua alcancen la parte superior del silenciador y se dispersen en la vegetación aledaña al pozo.

Silenciadores para pozos que producen vapor

Para evitar que la velocidad del vapor se incremente con los cambios de presión, es necesario realizar reducciones escalonadas de presión del vapor con un incremento gradual del área transversal por donde fluye el vapor, lo cual se traduce en una reducción de velocidad y por consecuencia en un menor nivel de ruido. Es recomendable que en la sección del silenciador donde el vapor se descarga a la atmósfera su velocidad sea de entre 90 a 100 m/s. Los silenciadores de pozos productores de vapor pueden ser de los tipos siguientes: de placas múltiples, difusor y difusor con recuperador de energía.

El silenciador de placas múltiples se diseña de manera tal que el vapor ingresa por la parte central del equipo y el flujo se reparte entre cada par de placas en paralelo (por lo general son diez placas) e incrementa el área de flujo con la descarga radial, con lo cual se logra una reducción de su velocidad. Este silenciador de placas se instala en el interior de un tanque cilíndrico, el cual se llena de roca basáltica para lograr una eficiente atenuación del ruido. También puede hacerse una excavación en el terreno y colocar el silenciador en el agujero excavado, relleno con roca basáltica para atenuar el ruido. Este silenciador tiene la ventaja de ocupar un área muy reducida, ya que sus dimensiones son de 1.5 m de sección cuadrada por 1 m de altura.

En el silenciador tipo difusor el incremento de área para descargar el vapor se logra con los tubos ranurados que se integran al cabezal. Este silenciador también se coloca dentro de una estructura rectangular de concreto y se cubre con roca basáltica, y puede incluir una cámara o barrera acústica, que se coloca en la última etapa de expansión, lo que reduce significativamente el nivel de ruido. Este tipo de silenciadores se emplea para flujos de vapor moderados, debido al alto volumen específico que caracteriza al vapor al descargarse a la atmósfera.

Otro diseño de silenciador incluye el concepto de recuperación de energía cinética. Se emplea en la descarga de algunas turbinas a contrapresión, y tiene además la función de incrementar el salto entálpico disponible para la turbina, con lo que la potencia que entrega la turbina es también superior comparada con una turbina que no cuente con este recuperador de energía cinética.

Todos estos tipos de silenciadores de pozos productores de vapor pueden fabricarse en acero al carbón si se desea reducir costos de equipamiento del campo, pero tendrán una vida útil relativamente corta debido a la corrosión a la que están sujetos. La corrosión ocurre porque el vapor normalmente se acompaña de gases incondensables, como el ácido sulfhídrico, que al ponerse en contacto con el aire se oxida y reduce el pH del vapor que se condensa. Este efecto provoca una corrosión acelerada del acero al carbón. El tiempo de duración de estos equipos dependerá entonces de la cantidad de gases que produzca el pozo, pero un promedio de 3 a 4 años es el periodo normal. Si se desea una duración mayor, deben construirse en acero inoxidable tipo 304 o 316.

En general, estos silenciadores se emplean en las siguientes aplicaciones:

- a) Para evaluación de pozos que producen solamente vapor.
- b) Para descarga de vapor en la zona de regulación en las centrales generadoras de electricidad, donde debido a variaciones o rechazos de carga de la red eléctrica, el vapor que alimenta las turbinas debe descargarse de manera parcial o total a la atmósfera.
- c) En la descarga de los discos de ruptura, para evitar contaminación acústica cuando se rompe alguno de estos elementos de seguridad, por incremento súbito de la presión de operación.

Silenciadores para pozos que producen líquido o mezcla agua-vapor

Estos son los silenciadores más utilizados en la industria geotérmica para la evaluación de pozos, ya que muchos campos producen una mezcla agua-vapor. Entre los criterios para diseñarlos y construirlos debe considerarse si serán de instalación temporal, y por tanto que puedan transportarse de un pozo a otro, o bien si serán de instalación permanente (Fig. 2).



Fig. 2. Un silenciador portátil y otro permanente de acero al carbón, el del fondo con captador de humedad en su parte superior.

En cualquier caso la entrada del fluido al cuerpo del silenciador se realiza por lo general de manera tangencial, para que el flujo quede sujeto a una fuerza centrífuga, lo que favorece la separación de fases, aunado al efecto de la diferencia de densidades y la fuerza de gravedad. De esta manera, al entrar al cuerpo del silenciador la mezcla de agua y vapor gira hasta agotar su energía cinética. Debido a su mayor efecto inercial, el agua se adhiere a la pared del silenciador y gracias al efecto de gravedad baja por la pared del equipo hasta descargarse al vertedor. Por su parte, el vapor tiende a ascender y se descarga a la atmósfera por la parte superior del silenciador.

Si la velocidad de ascenso del vapor dentro del silenciador es alta, puede haber arrastre del agua, y en la parte superior del silenciador puede descargarse vapor húmedo, producto del arrastre de salmuera. Si esto ocurre, las gotas de agua con sales pueden salpicar y afectar a la vegetación aledaña al silenciador. Para evitar este efecto, el silenciador se diseña para que el vapor ascienda a una velocidad no mayor de 4 metros por segundo (m/s), pero debido a limitaciones de transporte, el diámetro máximo del cuerpo del silenciador no debe exceder 3.5 m. Por ello, y debido a que la densidad del vapor a presión atmosférica es de 0.6 kg/m^3 , el flujo máximo de vapor que puede manejarse sin que haya arrastre de agua es de 30 toneladas por hora (t/h), flujo que puede incrementarse si el silenciador se construye con doble chimenea. Sin embargo, aun así puede haber arrastre de agua, por lo que se puede diseñar un captador de humedad en la parte superior del silenciador (Fig. 2), o un deflector en su interior.

Otra variante es hacer que el flujo entre al cuerpo del silenciador de manera helicoidal, lo que consigue un cambio de dirección menos brusco y evita que el flujo pegue sobre la pared del silenciador.

Actualmente es poco común encontrar silenciadores permanentes fabricados en concreto, con chimeneas de fibra de vidrio, pero hace algunos años fueron de aplicación común en muchos campos geotérmicos. Ahora se utilizan poco debido al deterioro que produce el ácido sulfhídrico sobre los elementos estructurales del silenciador y sobre el mismo concreto.

En general, en los pozos que producen mezcla agua-vapor el nivel de ruido es bajo, ya que el agua es un buen amortiguador acústico; sin embargo, en la medida en que la cantidad de vapor es superior a la de agua el ruido se incrementa. Para atenuar el ruido en pozos que producen poca agua, la entrada del silenciador se aísla con material acústico.

2.2.2. Separadores

Los separadores reciben una mezcla de agua y vapor a presión y tienen la función de separar una fase de la otra, como su nombre lo indica. Se fabrican normalmente de placa de acero al carbón ASTM A-285 grado C y cumplen con el Código ASME Sección VIII (Diseño, Construcción e Inspección de Recipientes a Presión). El total de las soldaduras son inspeccionadas al 100% y en la parte donde incide la mezcla de agua-vapor para el caso de los recipientes verticales, se coloca una placa reforzada para compensar el efecto de erosión que pudiera presentar el equipo con el paso del tiempo.

Separadores centrífugos verticales

Este tipo de separadores es el más común y opera de una manera muy parecida a la que se describió para los silenciadores. La separación de fases se obtiene gracias a la acción centrífuga que se le induce a la mezcla, lo cual ocasiona que el agua forme una capa que se adhiere a la pared del recipiente y se precipite hacia la parte baja por acción de la gravedad. Por su parte, el vapor se colecta generalmente en la parte central del separador y se extrae a través de un ducto que se ubica en la parte central sobre el eje del equipo. La ubicación de este ducto asegura que solamente el vapor alcance esta zona del recipiente, ya que el agua se deberá haber centrifugado y localizarse en la periferia del equipo. Este tipo de separadores alcanza eficiencias de de separación del orden del 99.9%.

Para lograr un óptimo funcionamiento del separador es necesario que la mezcla agua-vapor ingrese al recipiente a velocidades que varían entre los 30 y los 55 m/s, ya que una velocidad demasiado baja inhibe el efecto centrífugo y repercute en una deficiente separación de fases. Por el contrario, una velocidad demasiado alta provoca una excesiva turbulencia en el flujo, lo cual dificulta también la separación de fases.

La limitante en la velocidad de entrada de la mezcla al separador define el diámetro de la boquilla de entrada de la mezcla, parámetro que gobierna el diseño del separador, de acuerdo a la metodología que se ha desarrollado para dimensionar estos equipos. La velocidad de ascenso del vapor dentro del equipo también tiene una influencia importante en la eficiencia del separador, y se limita a 4 m/s para evitar arrastre de agua, de la misma manera como se describió para el caso del silenciador.

Normalmente los separadores verticales se acondicionan con un faldón para su anclaje. La salida del agua puede ser por la parte inferior del recipiente para drenar completamente el agua separada, aunque también hay diseños que colocan la salida del agua de manera horizontal, para lograr que los probables sedimentos se queden en el separador y evitar que sean arrastrados hacia los pozos inyectores. La ubicación de las boquillas en el equipo depende mucho del criterio del diseñador.



Fig. 3. Separador centrífugo vertical con faldón y salida superior de vapor.

Separadores horizontales

Este tipo de separador opera aprovechando el efecto de gravedad sobre la fase líquida y reduciendo la velocidad de la mezcla al ingresar al equipo. El diseño de estos equipos se centra en ubicar la boquilla de salida del vapor a una distancia suficientemente alejada de la entrada, colocándose generalmente sobre la parte superior del recipiente. Para aumentar la eficiencia de separación del equipo, en la última sección se instala un eliminador de humedad. Estos equipos alcanzan también valores de eficiencia en la separación de fases de 99.9%, pero se usan más en campos petroleros que en el ambiente geotérmico.

2.2.3. Válvulas de Esfera

Las válvulas de esfera son elementos de seguridad que se instalan en la descarga de vapor de los separadores y tienen la función de evitar el paso de cantidades importantes de salmuera en caso de que el separador dejara pasar agua por la línea de vapor, sea por un mal funcionamiento o por taponamiento del sistema de disposición de salmuera.

Estas válvulas tienen en su interior una esfera metálica que se mueve sobre un eje vertical y funciona como flotador. En caso de que ingrese agua, la esfera flota y sella la parte superior de la tubería, ducto por el que normalmente sale el vapor hacia las turbinas.

Las válvulas esféricas normalmente se construyen en placa de acero al carbón y al igual que los separadores deben construirse de acuerdo a los estándares ASME Sección VIII.

2.2.4. Elementos de Seguridad

Con objeto de asegurar la integridad de los recipientes y tuberías que conforman el sistema de transporte de fluidos hacia la central generadora y hacia el sistema de disposición de salmuera, se



Fig. 4. Discos de ruptura en tuberías.

instalan elementos de seguridad sobre las tuberías que evitan que la presión alcance o rebase la presión máxima de operación a la cual fueron diseñados los ductos y equipos. Estos elementos son de apertura y cierre automáticos, como es el caso de las válvulas de seguridad de presión, o bien se abren de manera definitiva y hacen necesaria la intervención de personal para restablecer el sistema, como en el caso de los discos de ruptura. Adicionalmente, y de acuerdo a lo que marca el código ASME Sección VIII, los separadores de vapor se equipan también con un disco de ruptura que se calibra para que se rompa a la presión máxima de operación del recipiente.

Es práctica común que el primer elemento de seguridad del sistema sea la válvula de seguridad, la cual se calibra para que se abra ante un incremento en la presión del sistema. En caso de que la presión se normalice, el resorte que actúa sobre el émbolo de apertura hace que se cierre nuevamente la válvula y el sistema regrese a su condición normal de operación. Pero en caso de que la presión continúe subiendo, pese a mantener abierta la válvula de seguridad, el segundo elemento es el disco de ruptura, que se diseña para romperse y liberar así el exceso de presión. Si aun con la válvula abierta y el disco roto la presión continúa incrementándose, entonces entra en operación el tercer elemento de seguridad, que es el disco de ruptura que se instala en los recipientes a presión. La ruptura de un disco, sea en la tubería o en el recipiente a presión, requiere sacar de operación el sistema, cambiar el o los orificios que se hayan roto, revisar y definir la causa que provocó el incremento de presión para resolver el problema y sólo después de hacer esto se regresa el sistema a operación.

2.2.5. Tuberías para el transporte de fluidos

Para el transporte de fluidos en un campo geotérmico normalmente se utilizan tuberías de acero que trabajan a alta temperatura y presión. Estas tuberías se conocen como mezclaductos cuando conducen un flujo bifásico (mezcla agua-vapor) entre el pozo y los separadores, y como vaporductos cuando transportan únicamente vapor que se conduce del separador (o del pozo si éste produce vapor seco) a la turbina. En algunos campos la salmuera separada también se conduce en tuberías hacia los pozos de inyección.

El transporte de flujo bifásico es el más complicado desde el punto de vista ingenieril, ya que un diseño deficiente en la trayectoria del ducto o una selección no adecuada de su diámetro puede ocasionar inestabilidades durante la operación, como golpeteos o saltos de la tubería sobre sus soportes. Esto ocurre porque el patrón de flujo tipo pistón o bache provoca cambios bruscos en las velocidades del vapor y del agua, y en ocasiones el agua puede obstruir el paso del vapor, reduciéndole la velocidad, y posteriormente parte del líquido puede desprenderse a la misma velocidad del vapor, acelerándolo en la parte media de la tubería. Estos patrones de flujo, conocidos como ‘*plug flow*’ y ‘*slug flow*’ en la jerga ingenieril, deben evitarse al diseñar tuberías horizontales o verticales que transportarán fluidos en dos fases. La velocidad superficial recomendada para el vapor es de 20 m/s y la velocidad superficial del agua se limita a 0.2 m/s. El patrón de flujo que hay que conseguir es el estratificado cuando ambas fases presentan volúmenes similares, el ondulado cuando predomina la fase líquida o el tipo anular o neblina cuando predomina la fase de vapor.

El transporte bifásico en trayectorias ascendentes o inclinadas es delicado y requiere un muy cuidadoso diseño del ducto y de la selección de la trayectoria que seguirá la tubería, debido a que la fuerza de gravedad sobre la fase líquida actuará en sentido inverso al flujo y el agua puede “colgarse” provocando inestabilidades de flujo.

Para el caso de transporte de vapor no existen problemas como los descritos. Los límites máximos de velocidad están bien definidos, y van de 30 a 40 m/s. Estos valores se definen con la optimización de las pérdidas de presión



Fig. 5. Vaporducto instalado a un lado de un camino preexistente, mostrando su soportería y una omega vertical para absorber esfuerzos térmicos.

y con la minimización de la erosión que puede provocar el vapor transportado a altas velocidades.

En general, debido a que la instalación de cualquiera de esas tuberías puede producir impactos ambientales si resulta necesario abrir nuevos caminos que permitan el traslado del material y equipo para instalarlas y supervisarlas después, es conveniente tratar de instalar las tuberías en las cunetas de los caminos de acceso que se abrieron durante la perforación de los pozos (ver Fig. 5).

Tipos de tuberías

Dependiendo de la tecnología de fabricación, existen básicamente dos tipos de tuberías de acero que se emplean como mezclaductos o vaporductos: sin costura y con costura. Las primeras normalmente se fabrican en diámetros de hasta 20 pulgadas. El proceso de fabricación puede ser estirado en frío o laminado en caliente. La alta calidad de esta tubería y sus excelentes propiedades mecánicas proporcionan gran confiabilidad en el manejo de los fluidos, pero también puede redundar en un costo de construcción más elevado con relación a la tubería con costura. Esta tubería se emplea en caso de que los fluidos a manejar sean altamente corrosivos, ya que no presentan zonas de debilidad, como sucede en el caso de las tuberías con costura.

Las tuberías de acero con costura son las más empleadas en el equipamiento de campos geotérmicos. Hay dos maneras de fabricar este tipo de tubería: con costura longitudinal recta o con costura helicoidal. Generalmente esta última se fabrica en diámetros de 20 pulgadas o mayores. La tubería con costura longitudinal recta se fabrica mediante el conformado en caliente de la placa de acero y se suelda mediante el procedimiento de arco eléctrico o con material de aporte. Generalmente es deseable que la tubería se fabrique con material de aporte, ya que proporciona mayor seguridad de operación. La tubería con costura helicoidal debe usarse con precaución, ya que hay casos documentados de fugas en la unión soldada, debido a que el calentamiento provocado al aplicar la soldadura representa una zona de debilidad a la corrosión por la mayor concentración de carbón. Sin embargo, esta tubería suele costar hasta un 30% menos que la tubería con costura longitudinal recta.

Para la fabricación de cualquiera de estos tipos de tubería se utiliza normalmente acero al carbón ASTM A-53 Gr. B para tuberías de diámetro menor a 24 pulgadas. Para tuberías mayores se emplea placa de acero al carbón ASTM A-285 Gr. C.

Absorción de esfuerzos térmicos en tuberías

Las tuberías de acero normalmente se instalan a la temperatura ambiente pero operan a alta temperatura, razón por la cual al entrar en operación sufren dilataciones térmicas que a su vez producen esfuerzos que deben absorberse, a fin de garantizar su integridad. Para esto se utilizan diferentes arreglos que en ocasiones aprovechan la trayectoria de la tubería para permitir las dilataciones del metal, o se construyen arreglos conocidos como ‘omegas de expansión’ por la forma que toma la tubería.

La construcción de las omegas de expansión requiere de mayor superficie de terreno para su construcción y en ocasiones el impacto ambiental puede ser importante, o bien afectar actividades agrícolas de quienes conviven en el campo geotérmico. Para minimizar este impacto, y siempre que sea posible, las omegas se instalan en posición vertical como se muestra en la Figura 5. De esta forma, la afectación de terreno es menor aunque el impacto visual es mayor en relación a la omega horizontal. Sin embargo, la operación de una omega vertical es más compleja ya que requiere un venteo en la parte

superior, un acceso a ella para abrirla o cerrarla y también un dren para retirar el condensado cuando el sistema queda fuera de servicio.

Aislamiento térmico de tuberías

Durante su transporte, los fluidos (vapor o mezcla) se encuentran a una temperatura que va de los 180 a los 230°C. Como la temperatura ambiente es mucho menor (en los campos de México va de los 15 a los 40°C), se establece un flujo de calor del interior al exterior de la tubería de conducción, lo cual provoca una pérdida de energía y riesgos de quemaduras para las personas y la fauna del campo. Para reducir las pérdidas y riesgos, es común que tanto las tuberías como los accesorios (válvulas, bridas) se aíslen térmicamente.

Hay diferentes tipos (preformado o colchoneta) y materiales (lana mineral, perlita expandida o fibra de vidrio) de aislamiento térmico para tuberías. El tipo preformado está compuesto por medias cañas con bisagra para su fácil instalación, y normalmente cubre tuberías hasta de 30 pulgadas de diámetro. Para tuberías de mayor diámetro se puede utilizar la colchoneta, que se instala sujetándola con una malla de alambre de gallinero y se cubre con mastique asfáltico. En ambos casos, para proteger el aislamiento se coloca lámina de aluminio o de acero galvanizado pintada de un color que se mimetice con el medio ambiente y disminuya el impacto visual. Con ello se logra que la temperatura de la superficie del aislamiento no rebase los 50°C, tal como prescriben las normas aplicables en la materia.

2.2.6. Piernas de condensado

En condiciones normales la concentración de cualquier sal en la fase vapor es cero; es decir, si el vapor alcanzara a separarse al 100% de la salmuera, tendría una pureza química total. Las sales disueltas en el fluido geotérmico siempre se encuentran en la fase líquida. Así, como se mencionó en el apartado de separadores, aunque la eficiencia de separación es muy alta suele haber pequeñas gotas de salmuera que acompañan al vapor y, debido a las pérdidas de presión, durante el trayecto desde el separador a la turbina es posible que la salmuera se evapore y las sales viajen como sólidos en suspensión. Para remover estas sales se aprovecha que la tubería no evita totalmente las pérdidas de calor al medio ambiente y parte del vapor se condensa. Este vapor condensado está libre de sales y es un excelente medio para captar las sales que puedan estar viajando en suspensión y diluirlas.

Así, a fin de remover de las tuberías de conducción el condensado con probables sales disueltas, se instalan ‘piernas’ de condensado a distancias que van entre 500 y 1000 m, cuya función es captar el condensado y retirarlo de la tubería. Las piernas de condensado son muy simples, aunque los diseños pueden variar para incluir deflectores en la pierna, o agujeros para evitar la entrada del vapor hacia la pierna y que arrastre nuevamente el condensado hacia el flujo de vapor.

2.2.7. Secadores de humedad

El secador de humedad tiene la función de eliminar el condensado y/o gotas de salmuera que viajen con el vapor antes de que ingrese a la turbina, así como retener sólidos que pudieran haberse desprendido de las tuberías, como escamas de óxido. El secador se ubica cerca de la turbina y en general es un recipiente en cuyo interior se instala una placa deflectora tipo *chevron*, que a través de cambios de

dirección del fluido y aprovechando la mayor inercia del agua, elimina la humedad en el vapor. En la figura 22 se presenta de manera esquemática la forma como opera este tipo de placas deflectoras.

2.3. DISPOSICIÓN DE LA SALMUERA RESIDUAL

Usualmente, la forma de disponer de la salmuera residual sin provocar impactos ambientales es regresarla al yacimiento mediante pozos de inyección. Así se hace en los campos geotérmicos mexicanos en explotación, aunque en el de Cerro Prieto sólo se inyecta alrededor de una tercera parte del agua separada. El resto se envía a una laguna de evaporación solar construida ex profeso.

Como se comentó antes, la inyección de la salmuera en el yacimiento tiene dos objetivos principales:

- (a) Evitar cualquier posibilidad de contaminar cuerpos de agua superficial o acuíferos de agua dulce, y
- (b) Contribuir a la recarga del yacimiento, a fin de mantener un balance con la extracción.

El primero de esos objetivos es de tipo ambiental, pero también debe buscarse que la salmuera a inyectar no afecte térmicamente a los pozos productores. Por ello es necesario comprobar que la zona de inyección en el subsuelo no está comunicada con acuíferos someros y que las condiciones hidrogeológicas no favorecen el afloramiento de la salmuera inyectada en zonas topográficamente más bajas. Esto puede comprobarse y documentarse con muestreos y análisis químicos periódicos de los manantiales y norias periféricos al campo geotérmico: una composición química constante en el agua de estos manantiales y norias, con las variaciones estacionales esperadas, constituye una evidencia de que, en efecto, no hay contaminación debido a la inyección de salmuera.

Para lograr el segundo objetivo, de contribuir a recargar al yacimiento, se deben seleccionar el o los sitios que permitan que la salmuera a inyectar alcance de nuevo temperaturas elevadas para que la zona de producción no resulte perturbada termodinámicamente.

Como generalmente la salmuera se separa en áreas diferentes del área donde se inyectará, debe ser transportada, a veces varios kilómetros de distancia. Para diseñar y construir el tipo de transporte más adecuado a cada campo geotérmico hay que considerar los siguientes casos:

- a) Que la presión de separación sea suficiente para el transporte del agua desde el separador, hasta el o los pozos inyectoros. En este caso la misma presión de separación es la que se empleará en la conducción de la salmuera hasta la zona de inyección.
- b) Que la presión de separación no sea suficiente, y se requiera entonces un sistema de bombeo.
- c) Que aun cuando la presión de separación sea suficiente, se requiera de un sistema de bombeo debido a la topografía o la trayectoria de la tubería de inyección.

Debe tenerse presente que al transportar agua en estado de saturación, que es como sale del separador, cualquier disminución de presión puede provocar una evaporación del agua, con lo cual el comportamiento del fluido cambia significativamente pues pasará a ser flujo bifásico. Por lo tanto, es necesario asegurarse que el agua no cambiará de fase y se mantendrá como líquido a lo largo de toda la tubería de transporte, teniendo una velocidad entre 1 y 2 m/s.

El transporte de la salmuera se puede hacer en un sistema cerrado o abierto. A continuación se describe cada uno de ellos, con sus particularidades, ventajas e inconvenientes.

2.3.1. Sistema cerrado de inyección

Un sistema cerrado de inyección de salmuera implica que el fluido mantendrá su presión y temperatura desde los separadores hasta la zona de inyección. Esto significa que la salmuera se mantendrá presurizada en toda su trayectoria desde su extracción hasta su disposición final en los pozos inyector, y que en ningún momento estará en contacto con el medio ambiente, lo que evita cualquier posibilidad de contaminación durante la operación normal del sistema. En la Figura 6 (arriba) se presenta de manera esquemática este proceso y se observa que la salmuera se mantiene en un sistema cerrado hasta su regreso al yacimiento mediante inyección profunda.

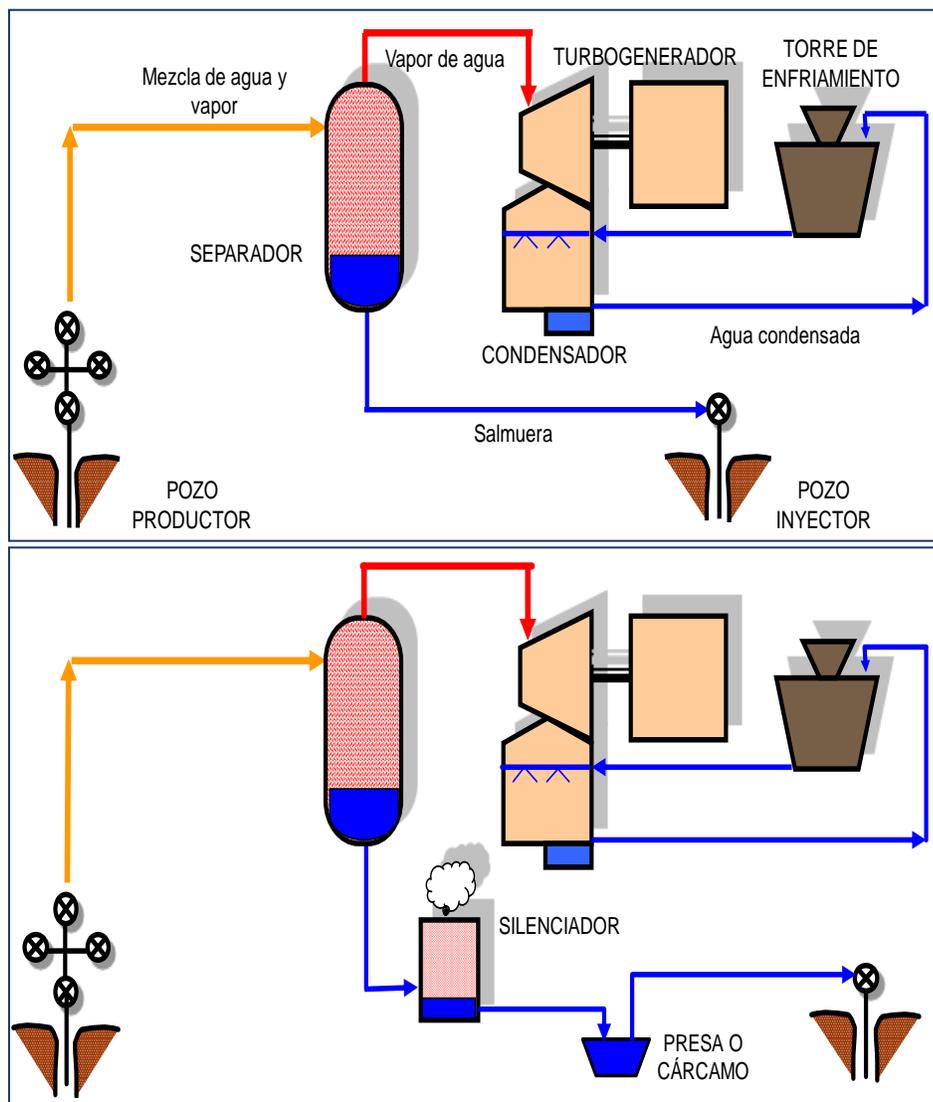


Fig. 6. Sistemas de inyección en caliente o cerrado (arriba) y en frío o abierto (abajo).

Este sistema también se conoce como inyección ‘en caliente’, ya que la salmuera se regresa al yacimiento a la temperatura de saturación que corresponde a la temperatura de operación del separador. Adicionalmente, en este sistema cerrado las sales también se regresan al yacimiento, evitándose su

precipitación en las instalaciones superficiales o en el pozo inyector, lo cual reduce costos de mantenimiento del campo.

Debido a que el sistema es cerrado, cualquier variación de presión en el sistema de inyección, bloqueo de la descarga del líquido en los pozos inyectores o reducción de la permeabilidad del estrato permeable donde se inyecta el agua al yacimiento, puede provocar que el separador se inunde y pase agua por los vaporductos hacia las turbinas. Para evitar este problema, los separadores se equipan con controladores automáticos de nivel, que regulan el nivel de agua dentro del recipiente y en caso de que el nivel de agua alcance condiciones de alto riesgo para el suministro de vapor, se abre una válvula que descarga la salmuera a la atmósfera.

Otra ventaja importante que ofrece esta forma de operación es que la salmuera se regresa al yacimiento a temperatura alta, por lo que la probable afectación térmica no es significativa y se usa de manera más eficiente la energía que se extrae del yacimiento.

La desventaja de este sistema es que es más caro. Como las tuberías operan a elevadas presiones y temperaturas, deben ser construidas de acero, bajo especificaciones similares a las tuberías conductoras de vapor o de mezcla. Por lo tanto, deben contar con aislamiento térmico y con arreglos para la absorción de esfuerzos provocados por expansiones térmicas. En otras palabras, las tuberías para el transporte de agua en un sistema cerrado se construyen de manera idéntica a las tuberías que transportan vapor.

2.3.2. Sistema abierto de inyección

El transporte de salmuera hacia los pozos inyectores también se puede realizar por gravedad. Es decir, la salmuera se descarga de los separadores a un silenciador, de ahí pasa a una pequeña presa o cárcamo y de ahí se envía a los pozos inyectores aprovechando la topografía del sitio (o mediante bombeo en algunos casos), para que el transporte se realice por diferencia de alturas. Este se conoce como un sistema abierto, o de inyección ‘en frío’, ya que la salmuera está en contacto con la atmósfera. La función de la presa o cárcamo es reducir la temperatura de la salmuera, tanto para lograr que se precipiten las sales que contiene como para alcanzar los límites operativos del tipo de tubería a emplear. Esquemáticamente la operación de este sistema se presenta en la Figura 6 (abajo).

Debido a que la presión de transporte que se requiere es solamente la necesaria para vencer las pérdidas por fricción, la presión de operación en las tuberías no es alta. Por ello normalmente se emplean tuberías fabricadas en polietileno de alta densidad que pueden soportar presiones de hasta 10 kg/cm^2 y temperaturas de 70°C . La tubería de polietileno no requiere ser instalada con soportes, y su flexibilidad es tal que puede colocarse directamente sobre el terreno natural, lo que también ayuda a reducir el impacto visual, e incluso puede ir enterrada en ciertos tramos (aunque en este caso se corre el riesgo de no detectar alguna fuga que pudiera presentarse en la operación futura). Adicionalmente, estas tuberías pueden ir a un lado de los caminos o incluso fuera de ellos.

Para coleccionar la producción de salmuera de otros sectores del campo se pueden emplear ‘cajas’ construidas en concreto que por encontrarse abiertas a la atmósfera tienen la función de romper la presión y mantenerla en los valores de operatividad que requiere el sistema, evitando que se alcancen presiones superiores a las que resiste la tubería.

En algunos campos con altos volúmenes de salmuera, también se emplean canales revestidos de concreto para su transporte superficial, ya que la capacidad de estos canales es mucho más grande que la de cualquier tubería, incluso las de mayor diámetro.

Un inconveniente del sistema abierto de conducción de salmuera es que se pueden introducir materiales ajenos como arcilla u hojas de árboles, que eventualmente llegan hasta el pozo inyector y a la larga pueden reducir su capacidad de aceptación. Otro inconveniente es el depósito de sales debido a la disminución de la temperatura de la salmuera. Estas sales deben ser retiradas de donde se hayan depositado, lo que puede ocurrir dentro de las tuberías, en los canales o en las presas. Esta actividad representa un gasto operativo adicional.

El inconveniente más relevante, sin embargo, es la temperatura a la cual llega la salmuera al yacimiento, que por lo general es de 25 a 30°C. Si esta salmuera se convierte en parte de la recarga del yacimiento, deberá permanecer en el subsuelo el tiempo suficiente para calentarse de nuevo en contacto con la roca encajonante antes de alcanzar la zona productora. Por lo tanto, el sistema geotérmico debe aportar la energía suficiente para incrementar la temperatura de la salmuera en su viaje entre la zona donde se inyectó a la zona productora donde volverá a extraerse, lo que implica un gasto mayor de energía térmica que si la salmuera se inyectara ‘en caliente’.

2.3.3. Pozos inyectores

Normalmente los pozos inyectores se construyen de manera similar a los pozos productores, que en los campos geotérmicos mexicanos son terminados con una tubería conductora de 9 5/8 pulgadas de diámetro y liner ranurado de 7 pulgadas de diámetro (Fig. 7). La profundidad que alcance la tubería de 7 pulgadas dependerá del objetivo definido para la perforación del pozo. Las tuberías de los pozos son generalmente en acero al carbón API de diferentes grados, que se fabrican en tramos de 12 m de longitud y que se unen con coples roscados, aunque en otros campos se conocen pozos inyectores que tratan con fluidos altamente corrosivos lo que obliga el uso de tuberías fabricadas con materiales como el titanio.

2.4. CAMPOS GEOTÉRMICOS EN MÉXICO

En México hay actualmente cuatro campos geotérmicos en operación comercial, con una capacidad instalada total de 958 MW. Todos ellos son operados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través de su Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG), la cual depende de la Subdirección de Generación, que es una de las subdirecciones de la Dirección de Operación. Las unidades, por su parte, son operadas por las diversas Gerencias Regionales de Producción de la propia CFE (Fig. 8).

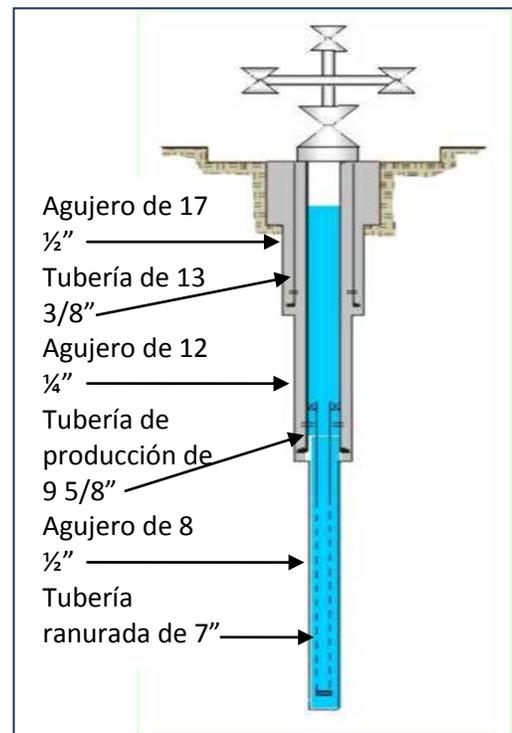


Fig. 7. Esquema típico de pozos inyectores en México.

Los campos geotérmicos son Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Las Tres Vírgenes, todos de tipo hidrotermal de alta temperatura. En ellos hay 37 unidades geotermoeléctricas de diferentes tipo (a condensación de uno y dos ‘flasheos’, a contrapresión y de ciclo binario) y capacidades (de 1.5 a 110 MW).

Cerro Prieto es el campo más antiguo y más grande. Se localiza en la parte norte de México (Fig. 8), y sus primeras unidades empezaron a operar en 1973. Actualmente hay 13 unidades a condensación en operación: cuatro de 110 MW de doble flasheo, ocho de flasheo sencillo (cuatro de 37.5 MW y otras cuatro de 25 MW cada una), y una más de flasheo simple y baja presión de 30 MW de capacidad, para un total de 720 MW. El campo se encuentra en una cuenca transtensional formada entre dos fallas laterales activas (la de Cerro Prieto y la de Imperial) que pertenecen al Sistema de San Andrés. El adelgazamiento de la corteza continental en el subsuelo de la cuenca ha producido una anomalía térmica que es la fuente de calor del sistema geotérmico. Los fluidos están contenidos en rocas sedimentarias (areniscas lenticulares intercaladas en una serie de lutitas) con un espesor promedio de 2400 m. Se han perforado más de 350 pozos geotérmicos a lo largo de 37 años en Cerro Prieto, con profundidades máximas de 4400 m. En promedio, 168 pozos en operación continua producen unos 46 millones de toneladas de vapor separado al año. Hay también 13 pozos inyectores para regresar al yacimiento alrededor de 20 millones de toneladas de salmuera anuales, del total de 63 millones de salmuera separada que se producen cada año. El resto se envía a una laguna de evaporación solar de 14.3 km² de superficie (Gutiérrez Negrín et al., 2010).

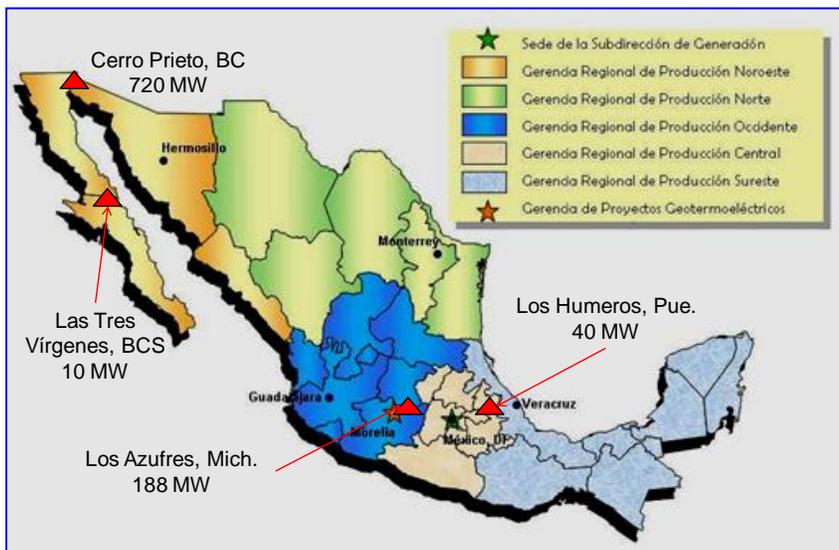


Fig. 8. *Ámbito de las Gerencias Regionales de Producción de la CFE y campos geotérmicos en operación.*
(Campos geotérmicos en triángulos rojos)

Los Azufres fue el segundo campo geotérmico en operar en el país. Se ubica en la parte central de la republica, a unos 250 km de la Ciudad de México, en la provincia fisiográfica de la Faja Volcánica Mexicana en medio de un bosque de pino a 2800 msnm. Las primeras unidades empezaron a operar en 1982, y a la fecha hay 14 unidades en operación: cinco plantas a condensación (una de 50 MW y cuatro de 25 MW cada una), siete a contrapresión de 5 MW cada una, y dos pequeñas unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una. La capacidad total es de 188 MW. Los Azufres es un campo volcánico cuyos fluidos

geotérmicos están alojados por andesitas afectadas por tres sistemas de fallas generadas por la actividad tectónica local y regional. El sistema más importante es de dirección E-W y controla el movimiento de los fluidos a profundidad. La fuente de calor del sistema parece estar relacionada con la cámara magmática del cercano volcán de San Andrés, que es la mayor prominencia del área. Un promedio de 40 pozos están en operación en el campo, produciendo unas 15 millones de toneladas de vapor al año. El vapor va acompañado de 4.5 millones de toneladas de salmuera, que se inyecta por completo al yacimiento mediante seis pozos inyectores (Gutiérrez-Negrín et al., 2010).

El campo geotérmico de Los Humeros también es de tipo volcánico. Se encuentra en la porción centro-oriental del país, en el extremo oriental de la Faja Volcánica Mexicana. Sus unidades 1 y 2 empezaron a operar de manera comercial en 1990, y a la fecha hay ocho unidades a contrapresión de 5 MW cada una para un total de 40 MW. Adicionalmente, dos unidades a condensación, de 25 MW cada una, están actualmente en construcción. Los Humeros yace dentro de una caldera volcánica cuaternaria (la Caldera de Los Humeros) a unos 2600 msnm. Los fluidos están contenidos en andesitas que sobreyacen a un complejo basamento compuesto por rocas sedimentarias, metamórficas e intrusivas. La fuente de calor es la cámara magmática que produjo dos colapsos y dio lugar a las calderas de Los Humeros y Los Potreros, estando esta última alojada dentro de la primera. El colapso de Los Potreros ocurrió hace unos 100 mil años, y la última actividad volcánica hace unos 20 mil años. Hay 20 pozos productores en el campo, que producen unos 4.8 millones de toneladas de vapor al año. Estos pozos producen también alrededor de medio millón de toneladas de salmuera, que se inyecta en su totalidad al yacimiento a través de tres pozos (Gutiérrez-Negrín et al., 2010).

Las Tres Vírgenes es el campo geotérmico de más reciente operación en México. Se ubica a la mitad de la Península de Baja California, al norte del estado de Baja California Sur y dentro de la zona de amortiguamiento de la Reserva de la Biósfera de El Vizcaíno. Hay sólo un par de unidades a condensación de 5 MW cada una, que empezaron a operar en 2002. El campo está dentro de un complejo volcánico cuaternario compuesto por tres volcanes alineados en dirección norte-sur, de los cuales proviene el nombre del campo. Los fluidos están en rocas intrusivas (principalmente granodioritas) y la fuente de calor del sistema está asociada a la cámara magmática del volcán La Virgen, el más reciente y meridional del complejo. Únicamente hay tres pozos productores que producen 0.6 millones de toneladas de vapor y 1.8 millones de toneladas de salmuera al año, la cual se inyecta por completo al yacimiento mediante un pozo (Gutiérrez Negrín et al., 2010).

No hay campos geotérmicos de temperaturas bajas o intermedias en operación en México. Los usos directos de los recursos geotérmicos en el país son básicamente instalaciones de baños y albercas con fines recreativos y algunos con objetivos terapéuticos. Casi todos estos centros recreativos han sido desarrollados y son manejados por inversionistas privados, aunque hay algunos operados por los gobiernos municipales, estatales y federal a través de sus oficinas turísticas o, en algunos casos, a través de instituciones federales como el Instituto Mexicano del Seguro Social.

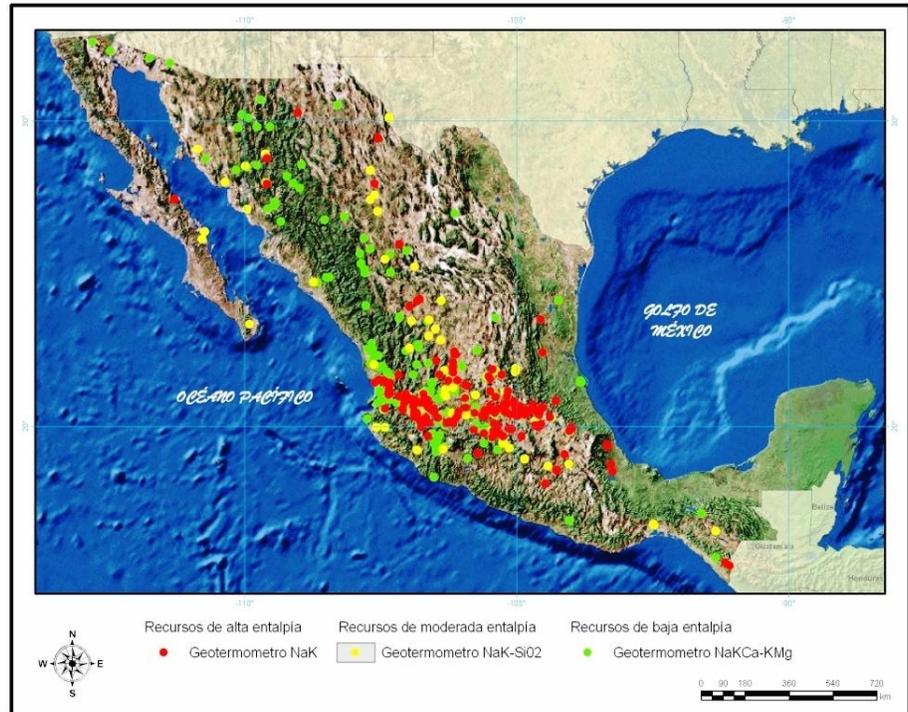
La CFE ha desarrollado algunos usos directos de la geotermia en el campo de Los Azufres, incluyendo una cámara de secado de madera, un deshidratador de frutas y verduras, un invernadero y un sistema de calefacción para sus oficinas en ese campo (Hiriart, 2004). Estos proyectos tuvieron un carácter demostrativo y representan una capacidad instalada de unos 0.47 MW térmicos, con una generación anual promedio de 4.5 TJ (Gutiérrez Negrín et al., 2010).

Una estimación reciente concluye que en el país hay unas 15,700 toneladas por hora de recursos geotérmicos a una temperatura promedio de 47°C, de las cuales se aprovechan unas 13,000 t/h para usos directos, con una capacidad instalada de 156 MW térmicos y una generación anual de 4000 TJ. La balneología es de lejos la principal aplicación directa de los recursos geotérmicos, ya que más del 99% del total se emplea para ello (Gutiérrez Negrín et al., 2010).

Por otra parte, la CFE publicó recientemente una estimación volumétrica del potencial geotérmico total de México, con base en un catálogo de 1300 manifestaciones termales superficiales identificadas en todo el país, cuya ubicación aproximada se puede ver en la Figura 9 (Ordaz et al., 2011). Estas manifestaciones fueron clasificadas, de acuerdo a la estimación de sus temperaturas de fondo con base

en geotermómetros, en tres rangos de temperatura: alta ($>200^{\circ}\text{C}$), media ($150\text{--}200^{\circ}\text{C}$) y baja ($90\text{--}150^{\circ}\text{C}$). Considerando sólo aquellas manifestaciones con temperaturas bajas, que podrían ser aprovechadas con plantas de ciclo binario, la CFE concluye que el potencial geotérmico global de México para generar energía eléctrica puede estimarse en 213 MW de reservas probables y en 850 MW de reservas posibles, es decir un total de 1063 MW entre ambos tipos de reservas.

Fig. 9. Manifestaciones termales de México clasificadas por la CFE según sus temperaturas geotermométricas de fondo.
(Fuente: Ordaz et al., 2011)



3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOABASTECIMIENTO Y COGENERACIÓN CON RECURSOS GEOTÉRMICOS

3.1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuida es un concepto relativamente nuevo que se ha desarrollado para reducir problemas operativos y costos de generación de los sistemas de generación y transmisión de electricidad en un país.

Los criterios que rigen en el desarrollo de un sistema interconectado de generación y suministro de electricidad son básicamente los siguientes:

- Que las fuentes de generación se ubiquen en un anillo de transmisión con el fin de tener alta confiabilidad en el manejo de la energía generada.
- Que las fuentes de generación se encuentren lo más cercano a las zonas de mayor consumo
- Que los voltajes de transmisión sean elevados (69 kV, 115 kV, 230 kV, 400 kV, 1000 kV, etc.) para reducir las pérdidas de transmisión.
- Evitar los sistemas radiales que son vulnerables a la falla.

Después de optimizar el sistema de generación y transmisión, se desarrollan los sistemas de distribución hacia los centros de consumo. Normalmente estos sistemas ya son radiales y los voltajes

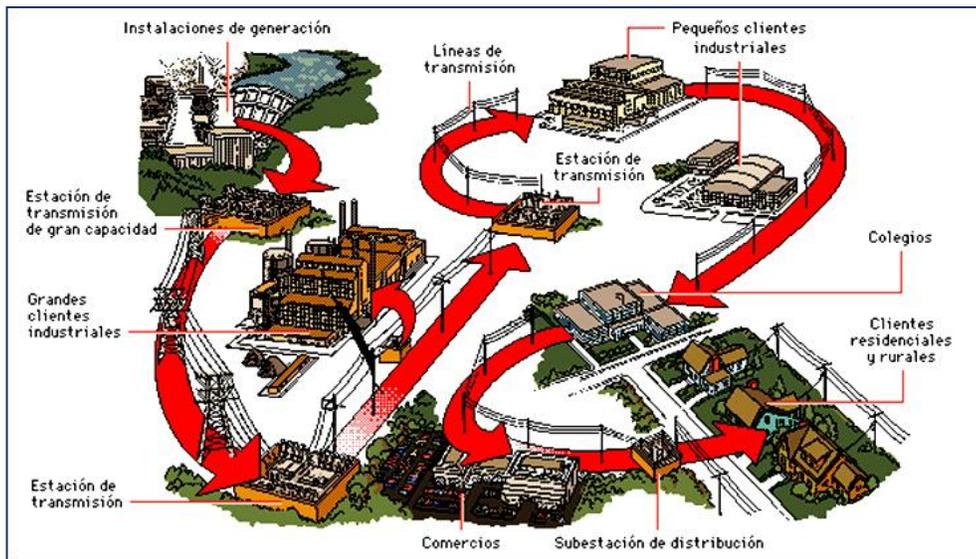


Fig. 10. Esquema con un sistema integrado de generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica.

que se emplean son más bajos, variando entre 13.2, 23 y 34 kV. En la Figura 10 se presenta de manera esquemática un sistema completo del proceso eléctrico.

Puede observarse en la Figura 10 que la planeación del sistema considera primeramente el abastecimiento de los grandes consumidores que normalmente se ubican en el sector industrial. Posteriormente el

sistema crece para satisfacer la demanda de los pequeños industriales, y finalmente para satisfacer la demanda del consumo residencial y doméstico.

En países de pequeña extensión territorial, como son los europeos o centroamericanos, los sistemas de distribución no presentan mayor problema, ya que las líneas eléctricas se desarrollan sobre distancias pequeñas. Pero en el caso de países muy extensos, como Estados Unidos, México, Argentina, Chile, o Brasil, hay pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes anillos de transmisión de electricidad.

Esto hace que el suministro eléctrico tenga costos muy elevados o que simplemente esas comunidades no se integren a la red y satisfagan sus necesidades de electricidad con motores de combustión interna que consumen generalmente diesel, con un costo muy elevado.

El problema técnico de suministrar electricidad a comunidades alejadas de las líneas de transmisión es la regulación del voltaje, ya que normalmente la electricidad debe transmitirse a lo largo de varias decenas de kilómetros, lo cual provoca problemas de caídas excesivas de voltaje. Esto puede resolverse incrementando el calibre del cable conductor, pero repercute en un mayor costo en el suministro eléctrico.

En otros casos, debido a problemas ecológicos, de seguridad o logísticos, las centrales generadoras se ubican lejos de los centros de consumo, lo cual aumenta las pérdidas energéticas con impactos económicos negativos.

Para enfrentar esos problemas se ha desarrollado el concepto de generación distribuida, que también se conoce como generación in situ, generación descentralizada o generación dispersa, que consiste en generar energía mediante pequeñas fuentes que entregan la electricidad a las líneas de distribución, sea en áreas rurales o incluso dentro de las ciudades cuando la energía se transporta por distancias largas.

Las principales características de la generación distribuida son las siguientes:

- Reduce pérdidas en la red al disminuir los flujos de energía hacia zonas de consumo alejadas.
- La energía generada normalmente va hacia los centros de consumo y no revierte flujos en las líneas de transmisión.
- La capacidad de generación generalmente va de unas decenas de kW hasta 10 MW.

Para las áreas rurales, las fuentes de generación distribuida son por lo general mini o micro hidroelectricidad, geotermia y/o plantas cogeneradoras que aprovechen desechos industriales o agrícolas para generar electricidad en pequeña escala.

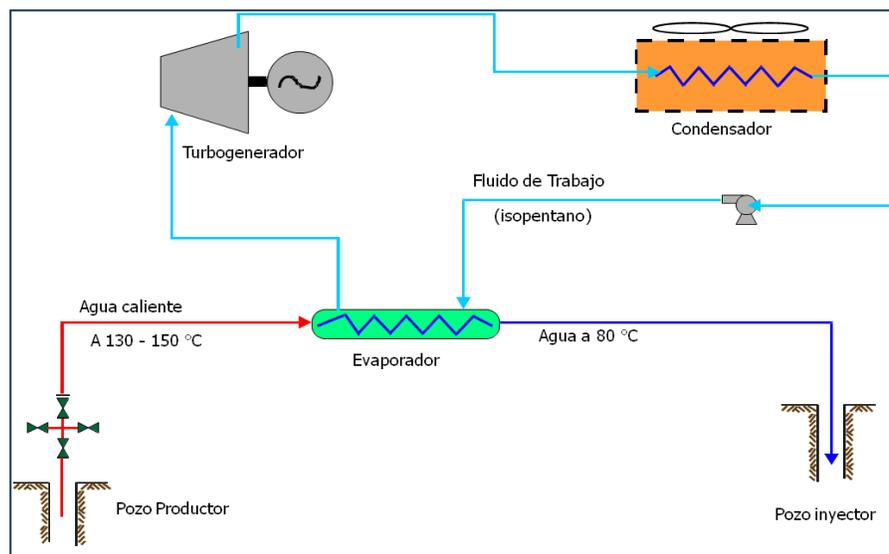


Fig. 11. Esquema de generación geotermoeléctrica con ciclo binario.

Como se comentó antes, a la fecha los yacimientos geotérmicos comercialmente aprovechables son los hidrotermales de alta temperatura. Sin embargo, en muchos países, incluido México, abundan manifestaciones termales superficiales que evidencian recursos con temperaturas intermedias (100 a 180°C) e incluso bajas (menos de 100°C) que pueden aprovecharse para generar electricidad mediante plantas

de ciclo binario, bajo el esquema que se presenta en la Figura 11.

Como se deduce del esquema de esa figura, una ventaja adicional a las ya mencionadas para la generación distribuida es que su impacto ambiental es insignificante, ya que el agua que se extrae del yacimiento se regresa mediante inyección, conformando un sistema cerrado, sin emisiones a la atmósfera.

3.2. EXPERIENCIAS ACTUALES EN EL MUNDO

La generación distribuida con fuentes de energía geotérmica no está plenamente documentada, pero considerando que esta aplicación debe utilizar unidades pequeñas de ciclo binario, se han identificado los proyectos que operan actualmente en el mundo con estas características, mismos que se presentan en la Tabla 3.

País	Planta	Potencia (MW)	Fabricante
Alemania	Bruchsal ¹	0.58	Energent
	Geretsried Nord, Bavaria	5.0	Enex
	Landau	2.9	Ormat
	Neustadt Glewe	0.25	GMK
	Simbach	0.2	Turboden
	ND	3.3	Cryostar
Argentina	Copahue, Neuquén ²	0.67	Ormat
Australia	Birdsville, Queensland	0.15	Ergon
Austria	Marktgemeinde, Altheim	1.0	Turboden
	Rogner Hotel, Blumau	0.2	Ormat
China	Dengwu 2, Guangdong	0.3	ND
	Huailai, Hebei	0.2	ND
	Nagqu, Tibet	1.0	Ormat
	Tu Chang, Taiwán	0.3	
	Wentang, Jiangxi	0.05	ND
	Yingkou, Liaoning	0.1	ND
El Salvador	Campo geotérmico de Berlín	7.8	Enex
Etiopia	Aluto-Langano, Rift Valley	7.3	ND
Francia	Soultz-sous-Forets	2.2	Turboden
	ND	1.5	Cryostar
Islandia	Husavik ¹	2.0	Mannvit
	Svartsengi	5.2	Ormat
Italia	Castelnuovo Val di Cecina	1.3	Enel
	Latera	2.0	ND
	Travale 21, Comune di Radicondoli	0.7	Ormat
Japón	Hatchobaru	2.0	Ormat
Kenia	Oserian	1.8	Ormat
México	Los Azufres, Michoacán	3.3	Ormat
	Maguarichi, Chihuahua ²	0.3	
Nicaragua	KA-24, Campo geotérmico Momotombo	8.0	Ormat

Nueva Zelanda	TG2, Kawerau	3.7	
Portugal	San Miguel II, Islas Azores	4.7	Ormat
	Paratunsky, Kamchatka	0.75	
Rusia	Pauzhetsky, Kamchatka	2.5	Rus Hydro-JSC Geoencon
	Fang	0.3	
Tailandia	Bereket	6.9	Ormat
Turquía	Dora I	7.35	Ormat
	Tuzla	7.5	
	Amedee Hot Springs, California	2.0	
Estados Unidos	Anaheim, California	10.0	Barber & Nichols
	Blundell, Utah	10.6	Raser
	Brady, Nevada	2.2	Ormat
	Casper, Wyoming	0.25	
	Chena Hot Springs, Alaska	0.2	ND
	CoveFort, Utah	3.2	United Technologies Corp.
	Empire, Nevada	3.6	ND
	Goose Lake, Oregon	0.04	Ormat
	Hammersly Canyon, Oregon	0.3	Rockford
	Lightning Dock, Nuevo México	0.24	ND
	Oregon Institute of Technology, Oregon	0.28	Ormat
	Soda Lake I, Nevada	1.1	Enel
	Soda Lake II, Nevada	9.6	Ormat
	Thermo Hot Springs, Utah	10.0	Enel
	Wabuska, Nevada	1.55	Raser
	Wendel Hot Springs, California	0.7	Ormat
Wineagle Development, California	0.6	Barber & Nichols	

Notas: ¹ Planta con ciclo Kalina, ² Planta actualmente fuera de operación, ND: Información no disponible.

Tabla 3. Plantas binarias menores de 10 MW de capacidad en el mundo

Exceptuando las dos unidades señaladas en la tabla, el resto son unidades de ciclo Rankine orgánico (ORC: Organic Rankine Cycle), el cual se describen en el capítulo siguiente. El resumen por país se presenta en la Tabla 4.

País	Número de plantas	Capacidad (MW)
Estados Unidos	17	74.26
Alemania	6	12.23
China	6	1.95
Italia	3	4.0
Turquía	3	16.85
Austria	2	1.2
Francia	2	3.7
Islandia	2	7.2
México	2	3.6
Portugal	2	5.45

Rusia	2	2.8
Argentina	1	0.67
Australia	1	0.15
El Salvador	1	7.8
Etiopia	1	7.3
Japón	1	2.0
Kenia	1	1.8
Nicaragua	1	8.0
N. Zelandia	1	3.7
Tailandia	1	6.9
Totales	56	171.56

Tabla 4. Resumen de plantas binarias menores de 10 MW por países.

Como se puede ver en la tabla, los recursos geotérmicos de temperaturas intermedias y bajas se han aprovechado hasta ahora de una manera muy incipiente para generar energía eléctrica.

3.3. EXPERIENCIAS EN MÉXICO

Como se mencionó en la sección 2.4, la CFE estima un potencial de más de 1000 MW de reservas probables y posibles de recursos geotérmicos con temperaturas entre 90 y 200°C que podrían aprovecharse mediante plantas de ciclo binario en generación distribuida, autoabastecimiento y cogeneración. De todos ellos, la única zona que se aprovechó en el pasado para generar electricidad fue la de Maguarichic, Chih. (también identificada como Piedras de Lumbre), con una pequeña unidad de 300 kW que la CFE estuvo operando fuera de la red para suministrar energía eléctrica al poblado del mismo nombre. A continuación se describe esta experiencia.

EL CASO MAGUARICHIC

El proyecto de Maguarichic si bien no se puede clasificar como un proyecto de generación distribuida, ya que su objetivo fue suministrar electricidad de manera aislada a un poblado, si es un ejemplo típico que identifica los problemas que se asocian a este tipo de proyectos. A continuación se presenta la forma como se desarrolló este proyecto y sus costos asociados.

Antecedentes

Como parte de un proyecto experimental de prueba de unidades de ciclo binario para el aprovechamiento de la energía térmica contenida en la salmuera de acuíferos relativamente someros, ubicados en zonas remotas y aisladas de los sistemas eléctricos, a través de su Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos la CFE instaló una unidad de 300 kW de capacidad en el Municipio de Maguarichic, en el Estado de Chihuahua, que entonces (año 2000) contaba con una población de 600 habitantes y 100 casas-habitación.

Localización

La zona geotérmica de Piedras de Lumbre se localiza en la Sierra Madre Occidental, dentro de la parte alta de la Sierra Tarahumara, a unos 250 km al suroeste de la ciudad de Chihuahua (Fig. 12). Geográficamente se localiza entre los meridianos 107°50' de longitud oeste y los paralelos 27°50' y 28°00' de latitud norte.

El poblado de Maguarichic es la cabecera municipal. En esa época sólo tenía suministro de energía eléctrica un promedio de tres horas diarias (de las 19 a las 21 horas) mediante un generador diesel, cuyo combustible debía transportarse desde San Juanito (Fig. 12) en un trayecto de 60 km por una terracería que se volvía intransitable en invierno. Por ello, la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE y el gobierno del Estado de Chihuahua destinaron recursos para la instalación de una unidad que aprovechara los recursos de zona de Piedras de Lumbre, ubicada a 11 km del poblado y comunicada por un camino de terracería.

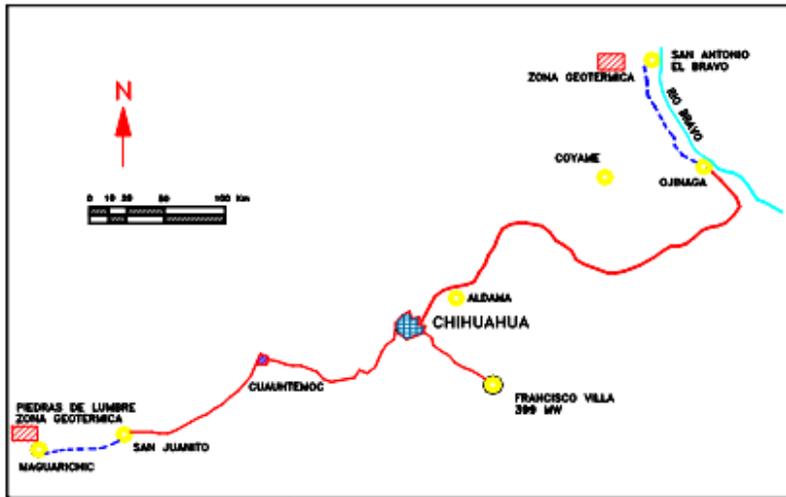


Fig. 13. Localización de la zona geotérmica de Piedras de Lumbre y de Maguarichic.

Características de la zona geotérmica

En la zona geotérmica la CFE identificó manantiales, fumarolas y hervideros con temperaturas superficiales entre 30 y 94°C, varios de ellos con depósitos de sales y extensas zonas de alteración hidrotermal. El agua de las manifestaciones de Piedras de Lumbre, es de tipo bicarbonatado sódico, con temperaturas de fondo de unos 150°C, estimadas mediante geotermometría.

La CFE realizó diversos estudios de tipo exploratorio (geológicos, geoquímicos y sondeos eléctricos verticales), con base en los cuales decidió la ubicación de un primer pozo de diámetro pequeño (denominado como PL-1) y 49 metros de profundidad, que produjo agua a 120-130°C, así como un pozo de diámetro mayor, a 300 metros de profundidad, identificado como PL-2.

Uno de los trabajos iniciales de mayor importancia fue el acondicionamiento de los caminos de acceso. La zona geotérmica se hallaba a unos 6 km del camino vecinal, por lo que fue necesario ampliarlo para permitir el acceso del equipo de perforación y de los equipos que componen la unidad generadora. Debido a que el camino se construyó sobre la falda de una montaña, la ampliación debió realizarse de manera muy cuidadosa, para evitar derrumbes y evitar cortes que pudieran desestabilizar los taludes.



Fig. 13. Instalación del equipo de perforación en Piedras de Lumbre

Perforación de pozos

Con objeto de disminuir los trabajos de ampliación del camino se decidió utilizar un equipo auto-transportable para perforar hasta una profundidad máxima de 800 m. El problema con este equipo de perforación es que el espacio existente entre el suelo y la mesa rotaria no permite la instalación de preventores para el control de los fluidos geotérmicos. Para resolverlo fue necesario subir el equipo a una estructura metálica, tal como se observa en la Figura 13, gracias a los cual pudieron colocarse los preventores.

El pozo productor PL-2, de 300 m de profundidad, fluyó de manera artesiana pero se registró evaporación a los 20 m de profundidad, por lo que la temperatura en superficie se reducía a 103°C, resultando demasiado baja para operar la unidad generadora. Para resolver este problema se instaló una bomba de pozo profundo que extrajo unas 35 t/h de salmuera lográndose aumentar la temperatura hasta 121°C. Bajo estas condiciones la unidad generó 80 kW netos que entregó a la red del poblado de Maguarichic.

Características generales de la unidad

La unidad es de ciclo binario (ciclo Rankine orgánico) y 300 kW de capacidad nominal, emplea isopentano como fluido de trabajo y requiere un flujo nominal de 65 t/h de agua a una temperatura de 150°C. Fue fabricada e instalada por Ormat Technologies. La unidad opera en forma aislada, es decir sin conexión con ningún sistema eléctrico, por lo que es capaz de seguir variaciones de carga en forma automática y con la rapidez suficiente para asegurar una alta calidad en la energía entregada al usuario. Es 100% automática y está diseñada para operar sin personal que la atienda.

Es de tipo modular. Sus componentes principales (condensador, precalentador, evaporador, turbina, reductor de velocidad, generador eléctrico, sistema de lubricación y sistema de control) se encuentran montados en un bastidor de estructura. Incluye además un cuarto de control, tanque de almacenamiento de pentano, torre de enfriamiento modular tipo húmeda, sistema de aire comprimido, bomba vertical de etapas múltiples, bomba de pozo para alimentación de salmuera y generador diesel de 80 kW para arranque de la unidad.

Adicionalmente, se construyó una subestación elevadora de 0.48 a 13.2 kV y una línea de transmisión-distribución de 4.8 km de longitud, a 13.2 kV de tensión, entre la subestación y la comunidad.

Características específicas de los equipos

Turbina: Tipo impulso de una etapa, velocidad de giro de 3600 rpm, accionada con vapor de isopentano.

Generador: Tipo síncrono, 60 Hz, 480 V, enfriado por aire y velocidad de giro de 1800 rpm.

Conexión turbina-generador: a través de un reductor de velocidad de 3600 a 1800 rpm.

Evaporador: Tipo tubos y coraza fabricado en acero inoxidable, consumo de 65 t/h de agua a 150°C, temperatura de descarga de la salmuera: 100°C.

Condensador: Tipo tubos y coraza de acero inoxidable, flujo de agua de enfriamiento de 400 t/h, temperatura del agua de enfriamiento: 21°C.

Torre de Enfriamiento: Tipo tiro forzado, con pileta integrada al cuerpo de la torre, 8 ventiladores de 5 HP ubicados en la parte inferior de la torre para facilitar el mantenimiento, fabricada en fibra de vidrio.

Panel de Control: Tipo shelter, totalmente alambrado con cajas de conexión laterales, Programador Lógico de Control Integrado (PLC), arranque y paro totalmente automático, y con computadora para el control de variables, supervisión de la unidad y almacenamiento de información. Tableros eléctricos integrados con Centro de Control de Motores. Sistema de corriente directa.

Costos

El costo total del proyecto, sin contar los estudios exploratorios previos, se calcula en 1.3 millones de dólares (a precios de 2001), con el desglose en los principales conceptos que se presenta en la Tabla 5 (Sánchez Velasco et al., 2003).

Concepto	Costo (dólares)
Acondicionamiento de caminos de acceso	50,000
Perforación del pozo PL-1 (diámetro pequeño a 49 m de profundidad)	50,000
Perforación del pozo productor PL-2 (a 300 m de profundidad)	100,000
Trabajos de instalación de la planta de ciclo binario	50,000
Unidad de ciclo binario de 300 kW de capacidad, marca Ormat	900,000
Torre de enfriamiento	60,000
Sistema de bombeo	40,000
Subestación eléctrica	10,000
Adquisición y transporte del fluido de trabajo (isopentano)	10,000
Construcción de la línea de transmisión-distribución	75,000
Total	1,345,000

Tabla 5. Costos principales del proyecto Maguarichic.

Operación de la unidad



La planta se inauguró oficialmente el 30 de abril de 2001. Puesto que el agua producida por el pozo se hallaba a 121°C y era descargada a 85°C, temperaturas menores que las de diseño de la unidad, esta nunca pudo operar a su capacidad nominal, aunque su generación fue suficiente para cubrir las necesidades del poblado.

La operación rutinaria de la planta fue supervisada por personal local, contratado y entrenado por la CFE para llevar a cabo operaciones básicas como encendido, apagado de alarmas, verificación de las principales lecturas y re-encendido. Los

Fig. 14. Vista general de la unidad de ciclo binario de Maguarichic.

problemas mayores eran atendidos y solucionados por personal calificado de la CFE. La unidad a base de diesel continuó operando como respaldo a la unidad geotermoeléctrica.

La planta de ciclo binario de Maguarichic le permitió al poblado disponer de energía eléctrica segura durante todo el día. Las autoridades municipales instalaron un sistema de alumbrado público, y la comunidad formó un comité responsable de la operación y mantenimiento de la planta y de la distribución de la energía eléctrica, quien también colectaba las tarifas acordadas por el servicio. Los pobladores instalaron medidores e interruptores de energía en sus hogares, lo que les permitió adquirir refrigeradores y aparatos de televisión. También se instaló una tortillería y una pequeña maquiladora de ropa con máquinas de coser eléctricas.

La unidad dejó de operar en 2007, cuando finalmente la red eléctrica llegó al poblado de Maguarichic.

3.4. BARRERAS Y FACTORES DE ÉXITO

La generación distribuida para poblaciones aisladas, en pequeñas potencias y aprovechando un recurso natural como la geotermia es plausible desde donde se le examine. Todo mundo la aprueba y apoya su desarrollo. Se presentan brillantes artículos y se las muestra como una integración de la generación eléctrica al corazón de la comunidad. Esto es cierto. Sin embargo, desarrollar y más que nada mantener en operación un proyecto de esta naturaleza es algo muy diferente. Pasada la euforia y difusión en televisión y prensa de la inauguración de estos proyectos, viene la realidad del quehacer diario para operarlo y mantenerlo. Es triste reconocer que en prácticamente todos los sitios donde se ha aplicado generación aislada (geotérmica, híbrida solar-viento-diesel, solar comunitaria, etc.), la felicidad de la población se consume cuando finalmente llega la línea de transmisión eléctrica al pueblo y se tiene energía a toda hora y teniendo a quién reclamarle en caso de que el servicio no sea bueno.

Un caso muy diferente es la generación geotérmica distribuida para ser usada en instalaciones que ya están conectadas a la red y lo que buscan con esta fuente renovable es abaratar sus tarifas de consumo eléctrico. De este tipo se están impulsando proyectos en el noroeste de la república aunque todavía no se tienen experiencias prácticas de sus resultados. Todo indica que esta experiencia será buena o mala en proporción al negocio que represente para el desarrollador esta instalación. Si no reditúa ganancias, el proyecto va a fracasar.

Con base en estas experiencias, se presenta un breve análisis de lo aprendido de algunos ensayos mexicanos.

La principal barrera que puede identificarse para el desarrollo de proyectos de generación distribuida, auto-abastecimiento y cogeneración empleando recursos de temperaturas intermedias a bajas en México resulta de la combinación de dos elementos distintos.

a) El primer elemento es el hecho de que a la CFE, único organismo público para la generación, transmisión, despacho y comercialización de la energía eléctrica en México, no le resulta económicamente costeable el desarrollo de proyectos de generación distribuida con plantas de ciclo binario que exploten ese tipo de recursos geotérmicos. Esto es así debido a que los costos de inversión, e incluso los costos nivelados de generación, resultan superiores a los de plantas convencionales, por ejemplo de ciclo combinado. Esto deja en manos de inversionistas privados la posibilidad de invertir en

este tipo de proyectos, acudiendo a la figura jurídica de auto-abastecimiento y/o cogeneración, lo que lleva al segundo elemento.

b) El segundo elemento es la indefinición jurídica en la que se encuentra a mediano y largo plazo la posible explotación de recursos geotérmicos de temperaturas intermedias a bajas para auto-abastecimiento o cogeneración. La actual Ley de Aguas Nacionales establece claramente que el uso del vapor o agua del subsuelo a temperatura superior de 80°C “requerirá concesión previa para generación geotérmica u otros usos”, y su Reglamento indica también que “el uso de agua en estado de vapor para la generación de energía eléctrica... se considerará uso industrial.” Por lo tanto, en principio, un inversionista privado no debería tener mayor problema en solicitarle a la Comisión Nacional del Agua (CNA) una concesión para usar un determinado volumen de agua caliente y/o vapor, digamos a 130°C de temperatura y a unos 400 metros de profundidad, para generar energía eléctrica, y por otro lado, solicitar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la autorización para instalar una planta de auto-abastecimiento de ciclo binario digamos de 500 kW de capacidad, que operará con el agua caliente que extraiga mediante uno o más pozos. Siempre que el acuífero termal del cual se pretende extraer el agua caliente no esté declarado en veda, la CNA autorizaría la perforación del pozo o pozos y le fijaría al inversionista un pago en función del volumen de agua caliente y/o vapor que se extraiga, de manera similar a como lo hace en los campos geotérmicos que actualmente explota la CFE. El problema real que tendría tal inversionista es que habiendo perforado sus pozos e instalado su planta, al cabo de un par de años aparezca otro particular con autorización para perforar más pozos en el mismo acuífero termal, lo que podría reducir la temperatura, calidad o volumen de los fluidos producidos por sus propios pozos o acortar la vida útil del acuífero termal. No hay nada en la legislación actual que impida que tal escenario pueda ocurrir, lo que deja en la incertidumbre el desarrollo futuro de cualquier proyecto privado de tipo geotermoeléctrico.

La combinación de esos dos elementos constituye una fuerte barrera para la generación distribuida, el auto-abastecimiento y la co-generación con recursos geotérmicos de temperaturas menores de 180°C. Pero pueden vislumbrarse también dos vías de superarla. Un primer paso en una de ellas ya ha sido dado con la elaboración y aprobación de la Estrategia Nacional de Energía en su versión actual, cuyas metas para el año 2025 establecen, entre otras, que el 35% de la generación nacional de electricidad deberá provenir de fuentes de generación limpia, que las pérdidas de electricidad deberán reducirse al 8% y que el porcentaje de electrificación nacional deberá cubrir al 98.5% de la población. Puesto que la generación geotermoeléctrica con plantas de ciclo binario a partir de recursos de temperaturas bajas incide en la consecución de esas tres metas nacionales, es probable que un futuro cercano la CFE decida empezar su desarrollo pese a sus mayores costos actuales de inversión y generación.

La otra vía para superar la barrera pasa por la elaboración y aprobación de una regulación específica para la energía geotérmica, que entre otras cosas otorgue certeza jurídica a mediano y largo plazo a la inversión privada, a partir de un régimen de concesiones que podría ser semejante al existente en los recursos minerales. Por supuesto, esta regulación debería incluir también a los recursos de todos los tipos mencionados en la Tabla 1, y en todo el rango de temperaturas indicado en la misma tabla.

Por otro lado, aunque se contara ya con una legislación específica para el aprovechamiento de la energía geotérmica, existen también barreras de tipo económico derivadas de dos aspectos. Uno lo representan los elevados costos de inversión en los proyectos geotermoeléctricos de todo tipo, incluyendo a los de menor temperatura, debido al costo adicional que implica la perforación de pozos y que no presentan otro tipo de proyectos eléctricos. Otro aspecto está asociado al riesgo asociado a la perforación de esos mismos pozos. Aunque antes de la perforación deben realizarse diversos estudios

para reducir los riesgos, la prueba final de que realmente existe un recurso geotérmico en el subsuelo es el propio pozo. En recursos hidrotermales de alta temperatura la tasa de éxito del primer pozo exploratorio es de un promedio del 20-25% (GTP, 2008). Estos elevados costos y riesgos iniciales inhiben la inversión y constituyen una barrera económica, como es claro en países europeos que cuentan con legislaciones claras en materia geotérmica.

Para superar esta barrera económica, es preciso diseñar incentivos específicos para promover el desarrollo geotermoeléctrico, entre los cuales en México podrían incluirse incentivos fiscales federales y estatales, co-financiamiento público para la exploración y desarrollo de nuevas zonas geotérmicas, descuentos en la carga impositiva y mecanismos de seguros públicos para cubrir el alto riesgo inicial de los pozos exploratorios. También podrían definirse subsidios directos en nuevos proyectos de co-generación y/o usos directos que aprovechen recursos geotérmicos de temperatura baja y media.

En particular, las principales experiencias y factores de éxito que la CFE declara haber obtenido con el único proyecto geotermoeléctrico de temperatura intermedia que ha llevado a cabo (el ya comentado de Maguarichic), y que sin duda son aplicables a futuros proyectos similares, son los siguientes (Sánchez Velasco et al., 2003):

Factores técnicos de éxito

- Considerando las dificultades de acceso en la mayoría de las zonas de interés, el yacimiento geotérmico a explotar deberá estar a una profundidad máxima de 500 metros, para que los pozos puedan perforarse con equipos pequeños y de preferencia auto-transportables.
- La temperatura mínima del yacimiento deberá estar entre 115 y 120°C. Temperaturas más bajas requerirían más volumen de fluido, lo que podría implicar perforar más pozos productores. El flujo óptimo para una unidad de 300 kW es de 150 t/h de agua.
- La unidad debe diseñarse para operar a una temperatura de entrada entre 15 y 30°C más baja que la temperatura esperada a partir de la geotermometría, a fin de evitar la experiencia de Maguarichic.
- El fluido de trabajo de la unidad de ciclo binario deberá ser diferente del isopentano, debido a la dificultad de su manejo en zonas aisladas. En el caso de Maguarichic, la planta presentó fugas de este fluido del orden del 7% anual. Para reemplazar el fluido perdido, era preciso rentar un vehículo especial, cuyo costo era mayor que el del propio isopentano, considerado como material peligroso (Sánchez-Velasco et al., 2003).
- Los módulos individuales que comprenden la unidad deben tener un peso máximo de 15,000 kg, a fin de ser transportados sin problemas por caminos poco accesibles.
- El intercambiador de calor debe construirse en una longitud máxima de 9 metros, para evitar problemas en su transporte.
- La bomba principal del fluido de trabajo deberá diseñarse horizontalmente en lugar de verticalmente, para reducir obras civiles.
- La conexión turbina-generator deberá ser directa en lugar de utilizar reductores de velocidad, lo cual genera ruido y requiere mantenimiento adicional.

Uno de los principales errores que se cometen por exceso de idealismo es pensar que se puede generar electricidad sin problemas con temperaturas del agua de 100°C. La tecnología actual recién se está desarrollando para estos casos. La existente es para más de 130°C. En México se hacen esfuerzos por desarrollar y producir plantas pequeñas para temperaturas de 100°C, lo que es técnicamente posible pero todavía impráctico y no existen en el mercado equipos comerciales probados. Téngase en cuenta que cuando se requiere electrificar una zona aislada no se pueden instalar plantas experimentales ni complicadas. La gente de esa zona requiere algo muy bien probado, que no requiera mantenimiento y muy sencillo de operar.

Dentro de los aspectos técnicos que se deben considerar está el encontrar a la persona o las personas que serán entrenadas para operar esta planta. En zonas aisladas, generalmente pobres, es muy difícil encontrar a la persona que sería capacitada para la operación de la planta

Otros factores de éxito

- Es preferible perforar desde el inicio un pozo exploratorio de diámetro grande en lugar de uno de diámetro reducido, ya que aunque el costo de este último es menor, no puede utilizarse para explotar el yacimiento en caso de encontrarlo.
- La capacidad de la unidad debe ser algo mayor que la demanda actual, a fin de absorber un crecimiento razonable en esta, pero no mucho mayor, como en el caso de Maguarichic, porque esto podría hacer que el proyecto no fuera económico. Una capacidad apenas mayor que la demanda actual podría restringir el desarrollo futuro de la población.
- La comunidad debe involucrarse directamente en el desarrollo del proyecto desde sus primeras etapas, y cubrir al menos parte de sus costos, a fin de garantizar su correcto funcionamiento futuro, tal como ocurrió en Maguarichic.
- Para proyectos aislados de la red, y particularmente en comunidades marginadas, los consumidores no tendrán capacidad para pagar la electricidad que consumen, además de que los costos de cobranza pueden ser mayores a la recaudación. En estos casos es necesario disponer de subsidios directos al consumo.

Aspectos Económicos

Estas plantas aisladas son caras y por supuesto una comunidad alejada y pobre no tiene por qué pagar precios de la electricidad más altos que los que paga otra cualquiera en una ciudad grande. Es decir, al menos la instalación inicial de una de estas plantas, debe ser subsidiada o donada por la autoridad, tal como ocurre en los casos de una nueva línea de transmisión. Un caso muy distinto es cuando se trata de generación distribuida no-aislada como podría ser un hotel en una playa con agua subterránea geotérmica accesible, como ocurre en Ensenada, BC, que tenga en su patio un pozo con agua muy caliente. Allí la economía del proyecto es otra historia.

Lo anterior se puede resumir en tres aspectos que uno esperaría para su desarrollo masivo:

- a) Que el costo de la tecnología disminuya, ya que los precios actuales del equipo son muy altos, superiores a los 4000 US/kW.

- b) Que exista un programa claro de incentivos federales o estatales que permitan una mayor rentabilidad del proyecto, o al menos menores pérdidas
- c) Es importante en proyectos “aislados de red” considerar que los consumidores no tienen capacidad para pagar la electricidad que consumen, además de que por tratarse de zonas aisladas, los costos de cobranza pueden ser mayores a lo que se recauda por el consumo.

En México la Comisión Federal de Electricidad tiene una función muy importante abasteciendo del servicio público de energía eléctrica a todo el país y además atiende estos casos aislados a los cuales les da un trato de “electrificación rural”.

En los ensayos que se han hecho en México, como el de Maguarichic, han aparecido varios tropiezos que conviene traer a colación. Primero que toda la inversión la ha debido hacer el gobierno desde sus carteras federal, estatal y municipal, basado en programas de apoyo a zonas aisladas. En el caso de Maguarichic esto incluyó, aparte de la compra de la planta de ciclo binario de 300 kW, la perforación de un par de pozos con sus respectivas bombas de pozo profundo, la construcción de una línea de transmisión y la puesta en marcha de la central. Segundo, que hubo que entrenar a un operador (afortunadamente se encontró a la persona adecuada). Tercero, al dejarse el proyecto en funcionamiento, la CFE hizo el traspaso en comodato de toda la instalación a una junta vecinal de Maguarichic que era la que se encargaría de cobrar la energía, pagar al operador y comprar insumos y refacciones. Esta parte es la más difícil de resolver y no se debe subestimar. Para abreviar la experiencia que aquí se relata, el día de hoy la planta está desmantelada y el pueblo se alimenta con una línea de 34.5 kV que un diputado local gestionó ante las autoridades, convirtiéndose en el gran benefactor de Maguarichic.

Con esta reflexión se deja claro que es muy importante tener un estudio certero de la sustentabilidad del proyecto. ¿Quién lo opera y mantiene? ¿Quiénes pagan y cuánto, por la energía eléctrica? ¿Qué pasa si la planta se descompone o se agota el yacimiento y hay que hacer otro pozo, actividades que son bastante caras para los pobladores?

Cambio en los hábitos de consumo

En zonas aisladas, la energía eléctrica se obtiene normalmente mediante un motor generador diesel que se enciende por algunas horas al día. A esas horas se enciende la TV, se bombea agua y se utilizan los aparatos eléctricos que se tengan. Cuando esta fuente energía (de baja inversión inicial y alto costo del combustible) se cambia por una de geotermia, tal como ocurrió en Maguarichic, lo lógico y económico es tener la planta generadora operando a su máxima capacidad las 24 horas del día ya que el gasto por consumo es cero. Con este cambio en la economía del suministro, la estrategia de consumo se debe cambiar radicalmente y esto es algo que cuesta mucho. Como experiencia curiosa, antes de la geotermia nadie tenía refrigerador ya que se sólo se disponía de electricidad durante un par de horas al día; los niños nunca habían comido un helado; con la geotermia esto cambió. Con esta nueva política de consumo lo ideal es bombear por la noche, tener aparatos eléctricos para calentar agua y cocinar, etc. Es decir en una comunidad aislada con su propia generación geotérmica el pago por consumo tiene que ser muy diferente al que se tendría con una planta diesel o incluso conectado a la red.

En México, la CFE ha desarrollado una extensa campaña de identificación de zonas termales con posibilidades de aprovechamiento comercial. Cada proyecto es diferente, en especial si se trata de utilizarlo para generación distribuida “aislada” o “conectada a la red”. En todos los casos hay que

considerar que el riesgo sobre la inversión que implica el perforar en una zona nueva es muy alto, lo cual puede desincentivar al inversionista privado que por lo general evita este tipo de escenarios.

Adicionalmente a lo anterior, el conocimiento científico para el aprovechamiento de este recurso siempre lo ha centralizado la CFE, aunque recientemente han aparecido empresas privadas de ingeniería que se han especializado en el tema de exploración y explotación de yacimientos someros. Por ello los inversionistas privados comienzan a encontrar otras opciones de apoyo técnico que le permitan incursionar en el aprovechamiento de esta fuente de energía.

Por la parte legal, aparentemente existe la legislación suficiente en México para explotar este recurso; lo que se requiere posiblemente es una precisión más clara en la ley para darle seguridad a quien invierte de que no se le va a enfriar su yacimiento si algún vecino llega a inyectar agua fría o a extraer agua caliente muy cerca de su pozo. Actualmente todo lo regula en México la Ley de Aguas Nacionales en la que el agua caliente sólo se menciona en dos artículos.

4. TIPOS DE PLANTAS GEOTERMOELÉCTRICAS EN OPERACIÓN COMERCIAL

En este apartado se revisa exhaustivamente la gama de oportunidades tecnológicas que el sector ofrece para generación distribuida con energía geotérmica. Se incluyen de manera somera los ciclos directos de generación (plantas a condensación y contrapresión), que son las más comúnmente utilizadas en centrales geotérmicas de mediana y gran capacidad, y que forman parte del portafolio de generación nacional como carga base. En algunos casos específicos estas plantas pueden ser utilizadas en pequeñas proporciones para generación distribuida. Además se revisa la oferta tecnológica de plantas de ciclo binario, que son más utilizadas para generación distribuida, autoabastecimiento y cogeneración, y se discuten los detalles técnicos de cada técnica y la oferta de proveedores en el mercado internacional.

4.1. PLANTAS DE CICLO DIRECTO (CONDENSACIÓN Y CONTRAPRESIÓN)

En ambos tipos de plantas el vapor geotérmico separado es utilizado directamente como fluido de trabajo para mover a la turbina. La diferencia entre los dos tipos es que en las plantas a condensación el fluido geotérmico se descarga a un condensador, que trabaja a una presión menor que la atmosférica, mientras que en las plantas a contrapresión es descargado a la atmósfera mediante un silenciador.

Así, en las plantas a condensación (Fig. 15), el vapor que sale por el escape de la turbina pasa a un condensador donde se condensa mediante rociado de agua y sale junto con la corriente de agua de rociado hacia una torre de enfriamiento. Como en geotermia no se reusa el condensado para alimentar el generador de vapor, como ocurre en una termoeléctrica, el condensador es de los llamados de contacto directo, en los que el agua de enfriamiento se mezcla con el condensado. En la torre de enfriamiento se vuelve a evaporar una cantidad importante de agua, quedando un sobrante en la pileta de la torre, el cual es agua casi pura (aunque generalmente contiene boro) que se puede usar para faenas industriales. Cabe advertir que en una planta termoeléctrica convencional esto es al revés: se requiere de agua de repuesto suplementaria. En México hay plantas a condensación de este tipo y con diversas capacidades operando en los campos geotérmicos de Cerro Prieto, Los Azufres y Las Tres Vírgenes, además de dos en construcción en el campo de Los Humeros.

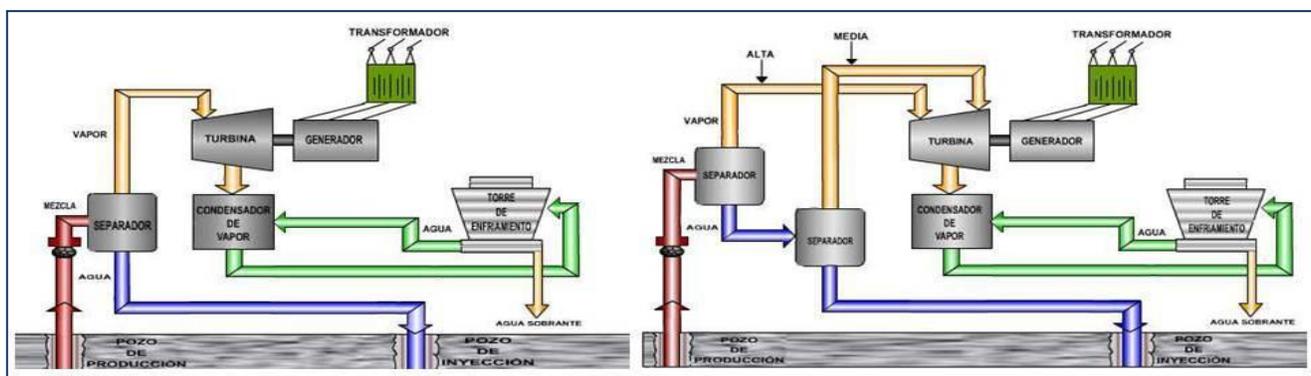


Fig. 15. Esquema de plantas a condensación de un flasheo (izquierda) y de doble flasheo

Una variante de las plantas a condensación es el uso de turbinas con dos o más presiones de admisión. En este caso, el agua separada de un primer ciclo de separación a alta presión (o 'flasheo'), se envía a

un segundo ciclo de separación a menor presión. El vapor obtenido de este segundo flasheo se envía a la entrada de menor presión de la misma turbina (Fig. 15, derecha). La ventaja de estas plantas es que se hace un uso más eficiente del recurso geotérmico, pero su desventaja es que la inversión inicial es más elevada, y su operación más delicada. En México hay varias plantas de este tipo que operan en el campo geotérmico de Cerro Prieto.

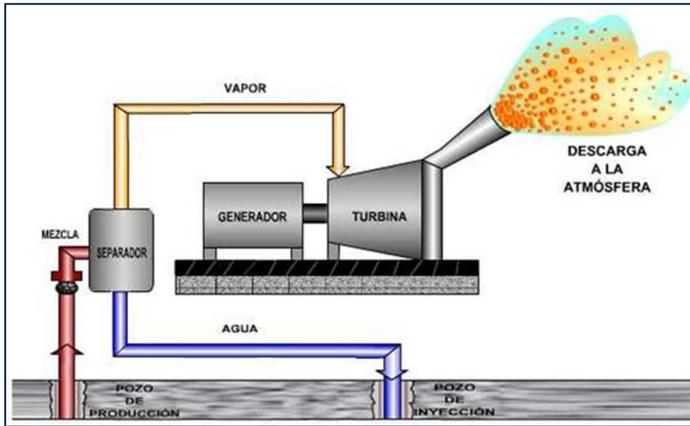


Fig. 16. Esquema de plantas a contrapresión.

Por su parte, en las plantas a contrapresión se ahorra todo el sistema de condensación, torre de enfriamiento, bombas, extractores de gases, etc. (Fig. 16). A cambio se pierde eficiencia, ya que estas turbinas requieren un promedio de 12 t/h de vapor para generar un megawatt, mientras que las plantas a condensación utilizan en promedio 7 t/h.

Estas plantas, también conocidas como plantas a boca de pozo, porque suelen instalarse en la periferia del pozo productor, son muy útiles cuando todavía no se conocen bien las características de un campo

geotérmico, y debe extraerse vapor para probar su evolución con el tiempo. Son ideales para los casos en que se han perforado pozos exploratorios que han resultado exitosos, y en lugar de tenerlos cerrados hasta que esté completa una planta mayor a condensación, se les instala una de estas plantas ineficientes pero menos costosas y más fáciles de instalar, y se empieza a tener ingresos en una etapa más temprana. Por ejemplo, una planta a contrapresión de 5 MW de capacidad puede generar al año unos 40 millones de kWh, lo que equivale a unos 2 millones de dólares en ventas de energía. En campos geotérmicos nuevos de alta temperatura es conveniente tomar en cuenta esta estrategia. En México funcionan actualmente 7 plantas a contrapresión en el campo de Los Azufres y 8 en el de Los Hornos, todas de 5 MW de capacidad.

4.2. PLANTAS DE CICLO BINARIO

Como se comentó en la sección 2.1 al mencionar a los yacimientos geotérmicos de temperaturas bajas e intermedias, en las plantas geotermoeléctricas de ciclo binario no es el vapor geotérmico el que se emplea como fluido de trabajo para mover a la turbina, sino que se emplea un fluido diferente con un punto de ebullición menor que el del agua. El fluido geotérmico se envía a un intercambiador de calor donde cede su energía al fluido de trabajo, el cual pasa al estado gaseoso, pasa por la turbina y después es condensado de nuevo para repetir el ciclo.

En las plantas de ciclo binario que operan actualmente en el mundo, hay dos tipos de ciclo binario: el llamado ciclo Rankine orgánico y el ciclo Kalina, mismos que se describen a continuación.

4.2.1. Ciclo Rankine Orgánico (ORC)

El ciclo Rankine orgánico (ORC: *Organic Rankine Cycle*) tiene su origen a finales del siglo XIX debido a la necesidad de sustituir el agua en un ciclo de generación y producir vapor de alta presión con

recursos de baja temperatura. Así empezó el desarrollo de ciclos de generación con nafta (derivado del petróleo parecido a la gasolina), pero no fue sino hasta los años setenta cuando se iniciaron formalmente líneas de desarrollo en Italia, Rusia, Israel y Estados Unidos.

El principio de funcionamiento del ORC es el mismo que el del ciclo convencional de agua, con la diferencia de que utiliza un fluido diferente al agua como fluido de trabajo. Este es usualmente un refrigerante orgánico que debe tener un bajo punto de ebullición con alta presión, alto peso molecular y densidad de vapor.

El fluido de trabajo es calentado hasta la evaporación en un arreglo de intercambiadores de calor (tradicionalmente de tubo y coraza). El fluido geotérmico caliente ingresa primeramente a un evaporador donde cede la mayor parte de su energía térmica, posteriormente pasa a un pre-calentador en donde disminuye aun más su temperatura hasta las condiciones de abandono (alrededor de 80°C para evitar incrustación).

Por su parte, el fluido de trabajo tiene un recorrido en sentido contrario al geotérmico. Primero ingresa, en estado líquido, al pre-calentador para incrementar su temperatura hasta alcanzar condiciones cercanas a la saturación. Después pasa al evaporador donde se calienta hasta evaporarse por completo. Posteriormente se envía a la turbina, que usualmente es una turbina axial de etapas múltiples, donde se expande y genera la potencia mecánica que a su vez es convertida en eléctrica en un generador síncrono. A la salida de la turbina, el fluido de trabajo pasa a un condensador, cuyo tipo depende de la disponibilidad de sumideros de calor en las inmediaciones, donde se enfría hasta convertirse totalmente en líquido. Entonces se bombea mediante una bomba de pistón o centrífuga hasta la presión de trabajo del pre-calentador, y así reinicia el ciclo termodinámico. En la Figura 17 se puede observar un esquema de la configuración básica de los equipos en una planta de ciclo binario, y en la Figura 18 se muestra el diagrama temperatura-entropía de los procesos.

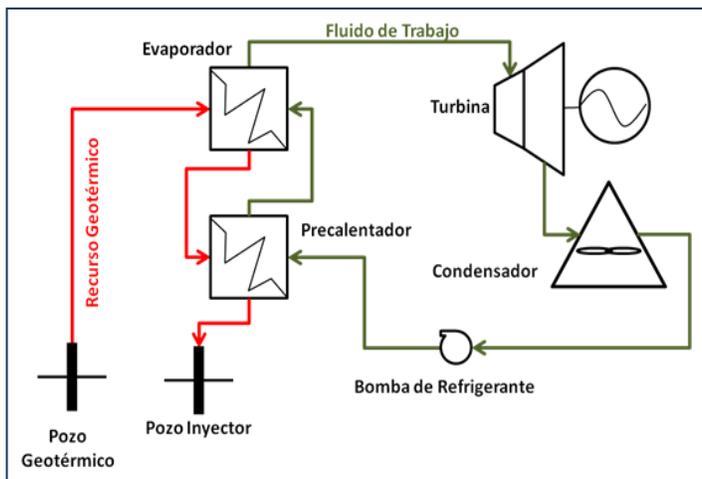


Fig. 17. Esquema de operación de una planta de ciclo binario.

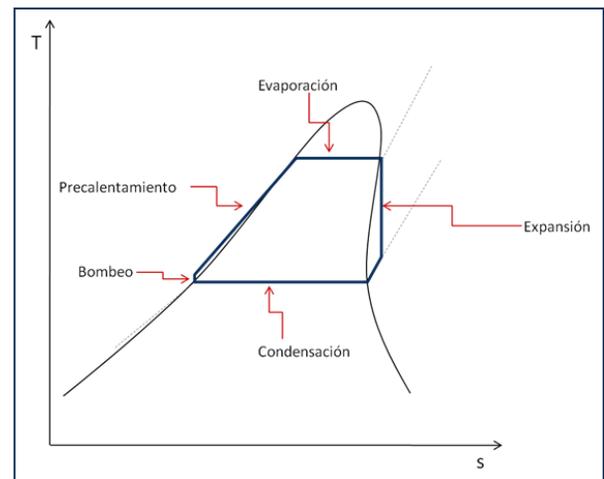


Fig. 18. Diagrama presión (P)-entropía (S) en un ciclo binario.

Conjuntamente con los componentes mecánicos principales (pre-calentador, evaporador, turbina, condensador y bomba de refrigerante), existen muchos componentes auxiliares que son de gran importancia en un ciclo binario. Entre ellos está el sistema de control y sincronización (cuarto de máquinas y ménsula de sincronización a la red), el equipo para manejo de refrigerante (tanque de almacenamiento y sistema de bombeo para drenado total), sistemas de respaldo (eléctricos y de lubricación), etc.

La eficiencia del ciclo se puede mejorar incorporando técnicas de optimización del aprovechamiento energético. Por ejemplo, se puede incluir un regenerador después de la salida de la turbina y antes del condensador, en caso de que se utilice un fluido de trabajo 'seco', es decir que caiga en la región de vapor sobrecalentado después de la expansión en la turbina. En este caso la temperatura de los gases de escape estará algunos grados por encima de la temperatura de saturación. Además se pueden incorporar artilugios típicos de centrales convencionales como el sobrecalentamiento, recalentamiento, regeneración y condiciones supercríticas.

El rango de temperaturas a las que puede trabajar exitosamente el ciclo Rankine orgánico depende específicamente de cada aplicación. En el caso de la geotermia el rango apropiado de temperatura de trabajo se puede establecer entre los 85 y los 180°C. A temperaturas más elevadas es preferible utilizar agua, ya que el rendimiento térmico del ciclo del agua es considerablemente mejor. A temperaturas menores de 85°C el salto de entalpía resulta demasiado pequeño, además de que, dependiendo del contenido de sílice de la salmuera, la mayoría de los fluidos geotérmicos presentan severos problemas de incrustación de sílice en los intercambiadores de calor. Sin embargo, hay algunas excepciones a ese rango de temperatura, como en el caso de la planta de ciclo binario que opera actualmente en Alaska, en los manantiales termales de Chena. Aquí, debido a que las condiciones de enfriamiento son de varios grados centígrados bajo cero, es posible obtener un salto de entalpía aceptable incluso con fluidos a temperaturas superficiales de sólo 70°C.

La selección del fluido de trabajo a utilizar en un ciclo binario de tipo ORC es una tarea importante, pues la eficiencia del ciclo y las pérdidas de presión en los intercambiadores de calor dependen en gran medida del comportamiento térmico y físico del fluido y en su comportamiento en la curva de saturación. Generalmente se prefieren fluidos cuya expansión iso-entrópica incide en la región de sobrecalentado, lo que elimina la humedad en las turbinas.

Otros parámetros que deben considerarse al seleccionar el fluido de trabajo a utilizar, incluyen factores de riesgo debido a su explosividad e inestabilidad, de salud debido a su toxicidad, ambientales por su impacto al ambiente y potencial efecto invernadero, y factores de tipo económico como el costo de reposición, transporte y manejo del fluido.

4.2.2. Ciclo Kalina

El ciclo Kalina fue inventado en Rusia a mitad de la década de los ochenta. Es una alternativa al ORC para generación de electricidad con recursos geotérmicos de baja temperatura, y fue promovido como un desarrollo para mejorar el rendimiento de los ciclos Rankine tradicionales de grandes magnitudes. Sin embargo, su nicho de oportunidad de desarrollo ha terminado siendo en plantas pequeñas de generación.

La diferencia con el ORC y con otros posibles ciclos Rankine que utilizan una sustancia pura como fluido de trabajo, el ciclo Kalina utiliza una mezcla de agua y amoníaco, es decir un fluido binario. El objetivo de usar un fluido binario es reducir la irreversibilidad de los procesos y mejorar así la eficiencia total del ciclo. La reducción de irreversibilidades se logra variando la fracción de amoníaco en la mezcla binaria. A la fecha existen múltiples variantes del ciclo Kalina, en función de la fuente específica de energía a emplear, y con el mismo objetivo de mejorar la eficiencia del ciclo.

Comparado con el ORC, el ciclo Kalina ha logrado incrementos de alrededor de 15% en la eficiencia global. Sin embargo, cuando el recurso a utilizar tiene temperaturas que se hallan en el extremo superior del rango de 85-180°C mencionado, el ciclo Kalina presenta la misma eficiencia, o incluso menor, a la de un ORC. Es decir, el ciclo Kalina es más recomendable conforme la temperatura del recurso a emplear es más baja. Su principal desventaja es que es considerablemente más complejo que el ORC, lo que redundaría en mayores costos de inversión, operación y mantenimiento. Su ventaja principal es que el fluido de trabajo es considerablemente más económico, seguro y amigable con el ambiente que los fluidos de trabajo de los ciclos Rankine.

El ciclo Kalina simple también emplea un evaporador, en el cual el fluido geotérmico cede su energía para evaporar la mezcla bifásica de agua y amoníaco. Una vez calentada, la mezcla es conducida a un separador en el que se separa la fase gaseosa de la fase líquida. La fase gaseosa se envía a la turbina donde se expande para mover los álabes y estos al generador. La fase líquida se conduce a un regenerador y posteriormente se le disminuye la presión con una válvula, para ser mezclada de nuevo con la fase gaseosa en un absorbedor ubicado a la salida de la turbina. Posteriormente la mezcla es enfriada en un condensador hasta convertirla totalmente en líquido, para bombearla hacia el regenerador y de ahí al evaporador, reiniciando así el ciclo.

Los componentes principales del ciclo son: evaporador, separador, turbina, absorbedor, condensador, bomba, válvula y regenerador.

4.2.3. Ciclo de fase variable

El ciclo de fase variable es propiamente un ORC incompleto. El fluido de trabajo es calentado y posteriormente expandido aun cuando no haya sido totalmente evaporado, e incluso el fluido puede trabajar bajo condiciones de líquido saturado en la admisión de la turbina. Este artilugio técnico permite aumentar la eficiencia térmica del ciclo, incrementando la temperatura a la que puede ser calentado el fluido de trabajo, ya que de acuerdo con el principio de Carnot la eficiencia térmica teórica está directamente relacionada con la diferencia de temperaturas entre el foco caliente y el frío. Además, con este ciclo de fase variable aumenta también la eficiencia de recuperación de calor, pues el fluido geotérmico puede ser enfriado sensiblemente más, debido a que se elimina el punto de quiebre (*pinch point*) característico del ciclo Rankine orgánico. En la Figura 19 se presentan los diagramas temperatura-entropía típicos para un ORC y para un ciclo de fase variable.

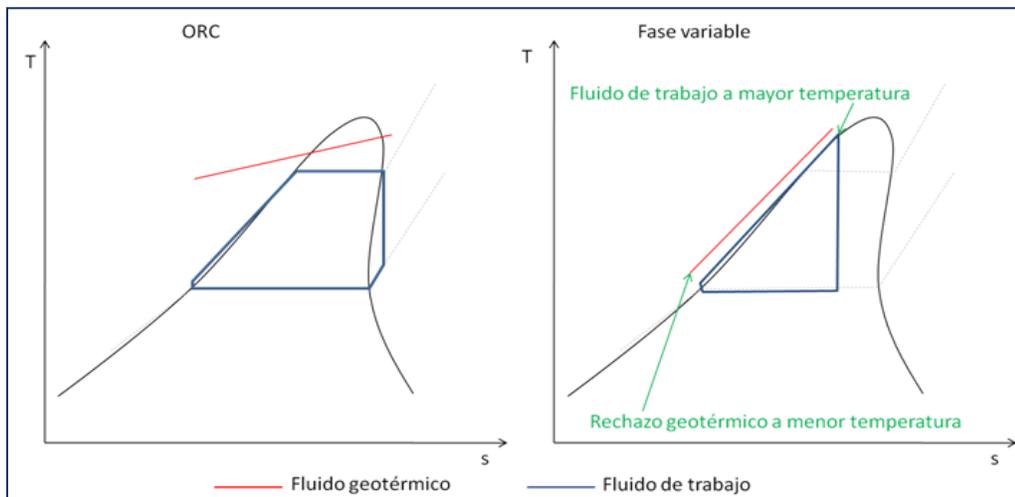


Fig. 19. Comparación de diagramas temperatura (T)-entropía (S) para ciclos ORC y de fase variable.

En términos generales la operación y configuración de plantas basadas en este ciclo es similar a la de un ORC. Las diferencias son mínimas: se elimina el evaporador y sólo queda un intercambiador de calor, pero se hace necesario el uso de turbinas especiales que puedan operar con el fluido de trabajo en dos fases.

Al hacer el examen de las turbinas aplicables a este ciclo de fase variable se concluye lo siguiente:

- Turbina axial bifásica. Esta turbina fundamenta su operación en la inclusión de una tobera de gran longitud que permita minimizar la turbulencia de las partículas líquidas suspendidas en el gas. Esto permite a las partículas de líquido incidir de manera ordenada en la superficie del álabe y formar una película adherida a la superficie del álabe, lo que tiene como consecuencia la separación centrífuga de las fases y el decremento significativo de la erosión en el material. El principio de operación de la turbina opera efectivamente con fluidos con alto peso molecular y cuya diferencia de densidad entre la fase líquida y gaseosa es estrecha, por ejemplo los líquidos refrigerantes. Evidentemente el agua no es muy apropiada para trabajar bajo este principio.
- Turboexpansor de tornillo. Es un caso peculiar que al igual que el turboexpansor radial se origina como un compresor rotatorio. Sin embargo, el principio de operación es diferente. A diferencia del radial y de las turbinas convencionales, el expansor de tornillo no convierte la energía térmica en cinética para entregar potencia a los álabes. En este caso se diseñan dos elementos móviles (rodillos) en contacto continuo mientras giran cada uno sobre su propio eje, por lo que las superficies deben ser diseñadas de manera similar a la involuta de un engrane, de tal forma que siempre estén en contacto mutuo en los bordes, mientras se genera un espacio entre los rodillos que va creciendo gradualmente. Por lo tanto, el gas se expande lentamente. La diferencia de presiones genera una fuerza de empuje en las caras helicoidales de los rodillos produciendo así un par de torsión, y con ello se genera potencia. La operación de estas turbinas a baja velocidad las dota de un gran rendimiento en mantenimiento y pueden ser acopladas fácilmente al generador en forma directa.

4.2.4. Principales tecnólogos y fabricantes de plantas de ciclo binario

En el mercado internacional hay diversos oferentes de la tecnología de ciclo binario. A continuación se presentan y describen los más importantes, empezando por los que utilizan ciclos Rankine, después los que ofrecen ciclo Kalina, y finalmente los que ofertan turbinas de ciclo de fase variable.

Ciclos Rankine

ORMAT (Israel-Estados Unidos)

Esta compañía es el gigante productor de plantas de ciclo binario en el mundo, con más de 1300 MW instalados (aplicaciones geotérmicas y de recuperación de calor) en 71 países, y es propietario de por lo menos 520 MW de esos proyectos. Desde hace casi cuatro décadas se ha posicionado como la empresa líder en el mercado de ciclo binario ofreciendo soluciones integrales y llave en mano con ciclos binarios básicos o combinados con geotérmicos a condensación. Ofrece una tecnología probada y ampliamente utilizada de manera comercial en diferentes latitudes y dentro de su paquete de servicios tiene contemplado el soporte técnico post venta.

La compañía utiliza ciclo Rankine orgánico simple como ciclo de generación y se caracteriza por la utilización de turbinas axiales de múltiples etapas en el conjunto turbogenerador. Ofrece un amplio espectro de diseños, que incluye acople directo con el generador o con un tren de engranes reductores. Igualmente puede distribuir el equipo con generadores síncronos o asíncronos y aunque en muchas de sus instalaciones se utilizan generadores enfriados por aire por falta de agua en la zona de aplicación, pueden proveer soluciones con condensadores enfriados por agua.

La gran desventaja de este fabricante es el elevado costo de instalación, del orden de 3000 a 4000 dólares por kilowatt instalado, y que el fluido de trabajo (isopentano/isobutano) presenta un alto riesgo en la operación y un fuerte impacto al ambiente. El tiempo de entrega también puede ser muy largo, dependiendo del sitio a desarrollar.

El rango de potencias que suministra va desde los 250 kW hasta los 20 MW.

ORMAT ORC 250 kW-20 MW Turbina axial / n-pentano	
<p style="text-align: center;">Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tecnología comercial • Proyectos llave en mano • Turbina axial • Caja de engranes/acople directo • Generador síncrono/asíncrono • Condensador con agua de mar/dulce/aire • Servicio 	<p style="text-align: center;">Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Riesgos con el fluido de trabajo • Costos elevados (3,000-4,000 USD/kW) • Tiempo largos de entrega

TURBODEN (Italia-Estados Unidos)

Con poco más de 197 MW instalados y 181 centrales en 19 países del mundo, probablemente sea el más cercano competidor de ORMAT. Sus aplicaciones incluyen recuperación de calor, quema de biomasa y geotermia de baja entalpia. La compañía de origen italiana fundado en 1980 fue adquirida en 2009 por el consorcio estadounidense UTC. Ofrece desarrollo de plantas llave en mano para aplicaciones de recuperación de calor, ciclos de cogeneración energía eléctrica-calor, y generación con recursos geotérmicos.

Utiliza como ciclo de generación el ciclo Rankine orgánico con regenerador, lo que lo hace más eficiente. Utiliza turbinas axiales y como fluido de trabajo el octamethyltrisiloxano (OMTS). Habitualmente utiliza acople directo entre el generador (asíncrono) y la turbina y un condensador enfriado por agua dulce, lo que lo hace inapropiado para ambientes agresivos.

El rango de potencias que suministra va de los 400 kW a los 2 MW y sus costos de 950 a 1900 dólares por kilowatt instalado.

TURBODEN ORC con regenerador 400 kW-2 MW Turbina axial / OMTS

950-1900 USD/kW	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología comercial • Proyectos llave en mano • Acople directo • Servicio • Refrigerante ecológico 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de entrega • Generador asíncrono • Condensador agua dulce

PRATT & WITHNEY (Estados Unidos)

Miembro del consorcio norteamericano UTC, Pratt & Withney ha tomado gran impulso en el mercado de plantas de ciclo binario gracias al lanzamiento del sistema modular de generación con ciclo binario llamado PureCycle®. Sus aplicaciones probadas incluyen recuperación de calor en gases de escape y generación con recursos geotérmicos de baja temperatura. Entre sus más relevantes proyectos desarrollados se encuentran: Thermo Hot Springs en Utah, con 11 MW en 50 plantas modulares, y propiedad de Raser Technologies; Chena Hot Springs en Alaska, 400 kW con dos plantas modulares, propiedad de UTC; una planta de 280 kW instalada en el Oregon Institute of Technology, propiedad de este instituto.

Utiliza como ciclo de generación el ORC simple. Sus plantas modulares prefabricadas ofrecen una gran versatilidad de aplicación y facilidad de escalamiento, pero requieren equipos adicionales de intercambio de calor para aplicaciones atípicas (por ejemplo enfriamiento con agua de mar) pues han sido diseñadas para aplicaciones comunes como recuperación de calor en gases de escape. Ofrece un amplio rango de temperaturas de operación. Utiliza un turboexpansor radial (compresor invertido) lo que limita de manera importante sus condiciones de operación y capacidad. Además eleva la velocidad de la turbina por lo que hace necesario el uso de un tren reductor para acoplar el generador. Sus plantas estándar son de 280 kW, con un costo de 375 mil dólares a precios de 2010.

Pratt & Withney ORC – Purecycle® ~1340 USD/kW Turboexpansor radial / R245fa	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • 86-180 °C Hot, 10-26°C Cold • Tecnología comercial • Proyectos llave en mano • Acople directo • Generador síncrono/asíncrono • Servicio • Tiempo de entrega • Facilidades de financiamiento y renta • Refrigerante ecológico 	<ul style="list-style-type: none"> • Turboexpansor radial • Condensador de agua dulce • Baja eficiencia

BARBER & NICHOLS (Estados Unidos)

La compañía es líder en soluciones de turbomaquinaria en Estados Unidos desde 1966. Sus soluciones se caracterizan por la alta especialización del equipo rotativo que incluye microturbinas de alta velocidad para diversas aplicaciones, entre ellas la geotermia. La empresa ofrece soluciones de plantas de vapor y de ciclo binario. Sus proyectos más relevantes son: Amedee Hot Springs en California con una planta binaria de 2 MW, Wineagle California con una planta de 600 kW, y Wendel Hot Springs con 700 kW.

Utiliza ORC simple e incluye microturbinas de alta velocidad, flujo axial y comúnmente de una sola etapa lo que permite la entrega de grandes potencias con equipos rotativos relativamente pequeños. El uso de altas velocidades exige implementar rodamientos magnéticos de alta especialización que reducen al mínimo las pérdidas por fricción. El generador puede ser de alta frecuencia acoplado directamente al generador o acoplado con tren de reducción. También ofrece alternativas de turboexpansores radiales. El fluido de trabajo preferido por la compañía es el tolueno, aunque pueden trabajar con algunos otros como el R134a y el R254fa. Sus plantas van desde 350 kW hasta 2 MW.

Barber & Nichols ORC 350 kW – 2 MW Microturbina axial de alta velocidad / Tolueno	
Ventajas <ul style="list-style-type: none"> • 115°C Hot • Tecnología comercial • Proyecto llave en mano • Servicio • Turbina axial • Acople directo 	Desventajas <ul style="list-style-type: none"> • Generador asíncrono • Tolueno

CRYOSTAR (Francia)

Fundada en Francia en 1986, es la segunda empresa más importante de fabricación de plantas binarias en Europa. Se especializa en diversas aplicaciones de equipo rotativo en el sector de gas e hidrocarburos, e incursiona en plantas de ciclo binario por medio de su división de Energía Limpia. Ofrece proyectos llave en mano para aplicaciones de recuperación de calor, cogeneración de energía y calor, además de geotérmicos de baja entalpía, sistemas geotérmicos mejorados (*EGS: Enhanced Geothermal Systems*) y sistemas geo-presurizados. La planta más conocida instalada por esta firma es la de Soultz-sous-Forets en Francia, con 1.5 MW de capacidad, en un proyecto piloto de desarrollo tipo EGS. Fue construida en colaboración con Turboden.

Utiliza ORC con regenerador y, como fluido de trabajo, refrigerantes tipo IC4-IC5. La turbina es de tipo radial de alta eficiencia, acoplada directamente a un generador de alta velocidad con rodamientos magnéticos, pero ofrece también la alternativa de tren de reducción para instalar un generador de baja frecuencia con rodamientos lubricados. Suministra centrales desde 500 kW hasta 15 MW.

Cryostar ORC 500 kW-15 MW Turboexpansor radial / IC4/IC5/R134a
--

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Recurso 100-400 °C Hot • Sistemas probados • Generador síncrono o asíncrono • Acople por engranes / directo • Refrigerante ecológico / hidrocarburos • Servicio 	<ul style="list-style-type: none"> • Turboexpansor axial • Condensación con agua dulce o aire • Tiempo de entrega

GMK (Alemania)

Fundada en 1994, hoy es una filial de Germania Technologieholding GmbH, quien posee todas las acciones como productor de modelos ORC. Sus aplicaciones incluyen recuperación de calor residual y energía geotérmica. Su principal proyecto geotérmico es el de Neustadt Glewe, en Alemania, con 250 kW instalados.

Utiliza ciclo ORC simple con un refrigerante ecológico, libre de flúor y no tóxico, desarrollado y patentado por la misma empresa. El 90% de la planta es fabricada por empresas propias, excepto la turbina AFA 10 que es de flujo axial de una etapa, fabricada por SIEMENS. Ofrece plantas desde 500 kW hasta 15 MW.

GMK ORC 500 kW- 5 MW	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • 100°C -250°C Hot • 50/60 Hz • Fluido ecológico y no tóxico 	<ul style="list-style-type: none"> • Fluido exclusivo

ENEX (Islandia)

Fue fundada en 1969 por un grupo de compañías islandesas de ingeniería. En ese momento la empresa se llamaba Grupo de Ingeniería Virkir (Virkir hf Orkint). En 2001 cambió su nombre por el de Enex y su enfoque cambió hacia el diseño, construcción, explotación y financiamiento de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Ha trabajado en proyectos en Estados Unidos, China, Alemania, Hungría, El Salvador, Eslovaquia y Guadalupe entre otros. La empresa realiza desarrollo de proyectos integrales desde etapas muy tempranas de la exploración hasta la puesta en marcha y servicio post venta. El proyecto principal de ciclo binario está en el campo geotérmico de Berlín, en El Salvador con 7.8 MW.

Utiliza ciclo ORC, simple y con regeneración. El fluido de trabajo es isopentano, y puede ofrecer diferentes soluciones en los intercambiadores de calor y el condensador. El rango de potencias es versátil y puede ir incluso por encima de 17 MW.

ENEX ORC con y sin regeneración 7-17 MW Isopentano	
Ventajas	Desventajas

<ul style="list-style-type: none"> • Proyectos llave en mano • Garantías y servicio post venta 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo dependiendo de la potencia a instalar • Pocas plantas instaladas
--	---

TAS (Estados Unidos)

Diseña y fabrica módulos de conversión de energía y sistemas de refrigeración. Fue fundada en 1999 y tiene su sede en Houston, Texas, con operaciones adicionales en el Medio Oriente y el sudeste asiático. Sus proyectos principales incluyen Neal Hot Springs, en Oregon, con 3 unidades y 22 MW en total.

TAS ofrece una amplia gama de opciones para desarrollar sistemas adaptables a las necesidades específicas del proyecto. Su argumento técnico más sólido es el uso de un sistema ORC supercrítico con un refrigerante no inflamable. Suministra plantas desde 500 kW hasta 15 MW.

TAS ORC Supercrítico 500 kW-15 MW	
Ventajas <ul style="list-style-type: none"> • 94°C Hot 	Desventajas <ul style="list-style-type: none"> • Escasa información

INFINITY TURBINE (Canadá)

Es una compañía joven localizada en Canadá que se originó como ‘*spin off*’ de la empresa Global Energy. Ofrece tecnología de ciclo binario para desarrollo propio y proyectos llave en mano, con aplicaciones para recuperación de calor, biomasa y geotermia. Ha vendido algunas plantas alrededor del mundo, pero aún no tiene operando ninguna con recursos geotérmicos.

Utiliza ORC simple con R245fa como fluido de trabajo. Inicialmente utilizaba turbinas de tornillo para la generación de potencia pero a últimas fechas ha cambiado progresivamente a la utilización de un turboexpansor radial. Ofrece sistemas ORC completos desde 50 kW hasta 400 kW y turbinas radiales desde 1 kW hasta 400 kW. En 2010 una turbina de 10 kW tenía un costo de 50 mil dólares.

Infinity Turbine ORC 1 kW- 400 kW Turboexpansor radial / R245fa ~5,000 USD/kW	
Ventajas <ul style="list-style-type: none"> • 80°C -120°C Hot /15°C-30°C Cold • 50/60 Hz • Generador síncrono/DC • 50/60 Hz • Acople directo • Refrigerante ecológico • Intercambiador de placas • Servicio • Tiempo de entrega 	Desventajas <ul style="list-style-type: none"> • Sólo probado en laboratorio • Turboexpansor • Condensador de agua dulce • Carece de certificación • Aún no tiene proyectos geotérmicos

ADORATEC (Alemania)

Produce plantas prefabricadas que se transportan en unidades a los sitios de instalación, lo que implica una instalación más rápida y más fácil con menores costos de inversión y mayor seguridad de planificación. Las aplicaciones incluyen recuperación de calor, biomasa y geotermia. A pesar de que ha instalado diversas centrales para aplicaciones de recuperación de calor y biomasa, hasta la fecha no ha instalado plantas en campos geotérmicos.

Utiliza ORC con regeneración. La firma realiza el cálculo, dimensionamiento y diseño de los equipos, y subcontrata toda la manufactura. Posteriormente se encarga del ensamble, transporte y puesta en marcha así como la capacitación y servicio post venta. El rango de potencias que suministra va desde los 300 kW hasta los 2.4 MW.

ADORATEC ORC con regenerador 300 kW-2.4 MW Turbinas diversas/fluido	
Ventajas <ul style="list-style-type: none">• Rápida instalación• Menor inversión• Servicio post venta	Desventajas <ul style="list-style-type: none">• Piezas de distintos fabricantes• Aún sin aplicaciones geotérmicas

FREEPOWER (Inglaterra)

Es una empresa inglesa creada como subsidiaria de TTL Dynamics en 1996. El éxito de sus proyectos ha ido de la mano con la eficiencia térmica alcanzada en sus productos. Sus aplicaciones incluyen recuperación de calor, biogás, biomasa, aplicaciones solares y geotérmicas. Aunque no ha probado su tecnología en aplicaciones geotérmicas, tiene plantas instaladas con otras aplicaciones en Europa y Norteamérica.

Utiliza ORC simple con turbina de desarrollo propio de alta velocidad, generador de acople directo y plantas son modulares. Suministra plantas desde 60 kW hasta 120 kW, y realizó un prototipo de prueba de 6 kW.

FreePower ORC Turbina de alta velocidad con diseño propio 60 kW- 120 kW	
Ventajas <ul style="list-style-type: none">• Plantas modulares• Bajas capacidades disponibles	Desventajas <ul style="list-style-type: none">• Sin aplicaciones geotérmicas instaladas

Ciclo Kalina

El ciclo Kalina fue patentado por su desarrollador desde 1986 y todas sus modificaciones están protegidas por 19 patentes, por lo menos. Por lo tanto se hace difícil el desarrollo y comercialización de

plantas de ciclo binario basadas en este ciclo. Actualmente el mercado está restringido a un puñado de empresas alrededor del mundo, entre las cuales están las siguientes.

MANNVIT (Islandia)

Es una empresa islandesa fundada en 1963, propietaria de la única central geotérmica con ciclo Kalina en Islandia. Esta fue desarrollada en conjunto con la firma Exorka e instalada en 1999, cerca de Husavik, con una capacidad de 2 MW a partir de salmuera geotérmica a 120°C de temperatura.

ENERGENT (Estados Unidos)

Es una empresa norteamericana subsidiaria de la empresa Carrier, que a su vez es parte de UTC. Entre sus aplicaciones cuenta con una central de ciclo Kalina de 600 kW en Bruchsal, Alemania, además de una de 60 kW en Quingshui, Taiwán. Ambas cuentan con una turbina radial tipo Euler. Actualmente tienen en desarrollo una central de 1 MW para el campo geotérmico de Coso en Estados Unidos, con la misma tecnología.

CRYOSTAR (Francia)

Firma ya mencionada en la sección de tecnologías ORC. Aunque actualmente no ha instalado ninguna planta de ciclo Kalina, ofrece esta tecnología en un rango entre 400 kW y 10 MW.

GEODYNAMICS

Empresa subsidiaria de SIEMENS, ofrece soluciones integrales de aplicación del ciclo Kalina para explotación geotérmica de roca seca caliente. SIEMENS cuenta con convenios de fabricación y distribución de ciclos Kalina, pero actualmente no ha instalado ninguna planta de este tipo.

RASER

Esta firma cuenta con licencias de explotación y alianzas estratégicas de ciclo Kalina. Ofrece la solución del desarrollo integral para aplicaciones de recuperación de calor y geotermia, pero tampoco tienen plantas instaladas en campos geotérmicos.

GENERAL ELECTRIC (Estados Unidos)

Cuenta desde 1993 con licencia de explotación y comercialización de la tecnología de ciclo Kalina, pero después de las pruebas de demostración de la tecnología en 1995 concluyó que no era ni económica ni competitiva.

Ciclo de fase variable

ENERGENT (Estados Unidos)

Esta firma, mencionada antes, es la desarrolladora y propietaria de la turbina bifásica. Han construido y probado el ciclo de fase variable con prototipos de 7 KW, y probaron la turbina bifásica como reductor de alta presión a boca de pozo en el campo de Cerro Prieto, generando alrededor de 800 kW.

Actualmente están desarrollando un proyecto financiado por el departamento de energía de los Estados Unidos.

ELECTRATHERM (Estados Unidos)

Es una empresa norteamericana desarrolladora de plantas binarias con turbina de tornillo que cuenta con sistemas modulares de 50 kW. Aunque estas han sido probadas a nivel experimental, no han sido instaladas comercialmente. Sus aplicaciones incluyen recuperación de calor, biomasa, energía solar y geotermia. El precio de cada modulo se estimó en alrededor de 130 mil dólares en 2010, lo que arrojaría un costo unitario de 2500 USD/kW.

5. TIPOS DE PLANTAS GEOTERMOELÉCTRICAS QUE PODRÍAN USARSE EN MÉXICO PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOABASTECIMIENTO Y COGENERACIÓN

En los capítulos anteriores, se revisó el manejo típico de los recursos geotérmicos para generación eléctrica, la experiencia internacional y mexicana en generación distribuida con centrales geotérmicas, y los tipos de centrales comerciales en el mercado internacional. Ahora es el turno de combinar este análisis con el objetivo de puntualizar los nichos de oportunidad que existen en México para este tipo de desarrollos, y puntualizar las características generales que tendrán estos sistemas de generación.

Primeramente conviene revisar las zonas geotérmicas identificadas en México que podrían ser susceptibles de aprovecharse para generación distribuida, autoabastecimiento y/o cogeneración. Una revisión de la literatura disponible permite identificar 55 zonas, que en este trabajo se han clasificado en tres categorías, con tres colores diferentes: rojo, verde y azul. En la categoría roja se agruparon aquellas zonas cuya temperatura del subsuelo estimada es de 150°C o más, pero sin alcanzar temperaturas suficientemente altas para instalar en ellas plantas a condensación. Estas zonas son candidatos ideales para desarrollos de generación distribuida y autoconsumo con plantas de ciclo binario de media capacidad (mayor a 300 kW), aunque evidentemente la capacidad real estará en función del tamaño del yacimiento. Para estas zonas se cuenta con tecnologías maduras y ampliamente desarrolladas de manera comercial, con plantas de ciclo binario que han demostrado una buena operación en este rango de temperaturas. En la categoría verde se agruparon las zonas con temperaturas entre 150°C y 95°C. En estos se propone utilizar también plantas de ciclo binario pero de pequeña capacidad (50 a 300 kW) para generación distribuida. Se considera adecuada la implementación de tecnologías probadas, con medio o bajo desarrollo comercial y con un rendimiento técnico aceptable y una operación segura en este rango de temperaturas. En casos muy específicos se podrían utilizar tecnologías sólo probadas en laboratorio y en fase de desarrollo, optimización o introducción comercial. Finalmente, en la categoría azul, se clasificaron los sitios con fluidos cuyas temperaturas son menores de 95°C. Estos recursos son prácticamente de utilidad nula para la generación de energía eléctrica, pero podrían aprovecharse en usos directos, además de probarse en ellos nuevas tecnologías para generación eléctrica en la modalidad de cogeneración. Los tres grupos se presentan en la Tabla 6.

Color	Temperatura estimada del yacimiento	Probable aplicación	Tecnología de las plantas
	≥ 150°C	Plantas eléctricas mayores de 300 kW	Madura y disponible comercialmente
	95 a 149°C	Plantas eléctricas de 50 a 300 kW	Tecnologías probadas pero escasa disponibilidad comercial
	< 95°C	Usos directos y pruebas para generación eléctrica	Nuevas tecnologías para generación eléctrica aún en desarrollo

Tabla 6. Clasificación de recursos geotérmicos con temperaturas menores de 150°C en México.

Las zonas se enlistan en la Tabla 7, incluyendo el estado en que se encuentran y la temperatura del subsuelo reportada en la literatura. Su ubicación aproximada se presenta en la Figura 21.

Por supuesto, debe considerarse que esta temperatura es estimada sin poder garantizarse que efectivamente se encontrarán recursos geotérmicos de tal temperatura en su subsuelo. Para ello tendrían

que realizarse o completarse los estudios exploratorios necesarios en cada una, incluyendo la perforación de pozos.

No.	Localidad	Temperatura estimada (°C) en el subsuelo	Estado
1	Agua Caliente Comondú	150	Baja California Sur
2	La Joya (Punta Banda)	150	
3	Santispac	150	
4	El Centavito	70	
5	Los Cabos	130	
6	Laguna Salada (Mexicali)	130	Baja California
7	Puertecitos (Mexicali)	48	Baja California Sur
8	San Nicolás (El Volcán)	80	
9	Saquicismunde	130	
10	Piedras Rodadas	92	
11	Agua Caliente (La Paz)	50	
12	Santispac	44	Chiapas
13	Agua Caliente (Comondú)	59	
14	Las Golondrinas	161	
15	Géiser de Tolimán	>200	Chihuahua
16	San Antonio El Bravo (Ojinaga)	>200	
17	Guachochi	110	
18	Piedras de Lumbre (Maguarichic)	155	
19	Ocampo	143	Durango
20	San José del Molino	100	
21	13 de Octubre	93	
22	Tamazula	158	
23	Santiago Papasquiaro	166	Guerrero
24	Agua Caliente (Acapulco)	117	
25	Cocoyul-San Marcos	161	
26	San Luis Autlán	100	
27	El Borbollón	117	Nayarit
28	Amatlán de Cañas	161	
29	El Molote	147	
30	San Diego-El Naranjo	167	
31	Xola	150	
32	San Marcos-Coyutlán	162	Oaxaca
33	Rosa Morada	144	
34	Agua Caliente (La Mata)	117	
35	Agua Caliente (Nisanda)	>200	Sonora
36	Arroyo Agua Caliente	121	
37	Agua Caliente (Aconchi)	139	
38	San José de Pimas	131	
39	Tonibabi-Moctezuma	159	
40	Agua Caliente (Tonichi)	114	
41	Bocadehuachi	126	
42	Esqueda-Fronteras	162	
43	Granados-Moctezuma	153	

44	Antelmo-Álamos	158	
45	Álamos	138	
46	Los Mezcales	124	
47	Atotonilco	>200	
48	Ejido Trujillo	>200	Zacatecas
49	La Higuera-Huanusco	>200	
50	La Media Luna-Apozol	108	Jalisco
51	San Miguel-Apozol	111	
52	Pozo Bañuelos	110	
53	La Laguna	125	
54	El Rescoldo	162	
55	Moyagua de Estrada	163	

Tabla 7. Lista de zonas susceptibles de aprovecharse para generación distribuida, autoabastecimiento y cogeneración en México.



Fig. 20. Ubicación de zonas geotérmicas susceptibles de aprovecharse para generación distribuida, autoabastecimiento y cogeneración en México.

5.1. ZONAS GEOTÉRMICAS CON TEMPERATURA DE 150°C O MÁS

Los sitios con mayor potencial de generación distribuida son los que presentan temperaturas de 150°C y más, pues la experiencia nacional e internacional con plantas de ciclo binario instaladas en campos en este rango de temperaturas es exitosa.

Como se mencionó, en estas zonas la propuesta es instalar plantas de ciclo binario con capacidad de 300 kW en adelante, debido a la amplia oferta de este tipo plantas en el mercado internacional, en el que compiten fabricantes como Ormat, Turboden, Cryostar, Barber & Nichols, Enx, TAS, Adoratec, GMK y Mannvit (ciclo kalina).

La mayoría de los fabricantes ofrecen soluciones llave en mano para el suministro de planta, lo que resulta muy favorable desde el punto de vista del desarrollador.

Además del equipo básico (intercambiadores de calor, bombas y grupo turbogenerador), una planta de ciclo binario debe contar con el equipo superficial mínimo para el manejo del recurso geotérmico desde el yacimiento y en superficie hasta la entrega en la central, tal como se comentó en el capítulo 4. Así, es necesaria una bomba de pozo que extraerá el fluido desde el yacimiento hasta la superficie y lo distribuirá a través de la red de tuberías que conducen el fluido hacia la planta, ya que los yacimientos geotérmicos de baja entalpía no suelen ser artesianos, es decir, no fluyen de manera natural. Por lo tanto se hace necesario un sistema de bombeo (vertical tipo turbina o sumergible) que funcione adecuadamente a las necesidades del proyecto.

Después de extraído, el fluido geotérmico debe manipularse adecuadamente para ser conducido hacia la planta. Para ello es necesario colocar un tanque de expansión y un sistema de extracción del gas disuelto, que aunque se encuentra en pequeña proporción es nocivo para los intercambiadores de calor. Hay que hacer notar que los problemas más comunes y difíciles de solventar en las plantas geotérmicas de ciclo binario son la incrustación y la corrosión en los intercambiadores de calor. Hay diversos métodos para disminuir este efecto, como la selección de materiales resistentes a la corrosión e incrustación (lo que incrementa sensiblemente la inversión), el rechazo de la salmuera a temperaturas por encima de las condiciones de saturación de la sílice (lo que disminuye la eficiencia de la planta), y el control químico de la salmuera para minimizar la cinética de la corrosión y la incrustación. Este último método es el más comúnmente utilizado e implica la introducción de un sistema superficial de dosificación de soluciones anti-incrustantes y anticorrosivas.

Asimismo debe ser instalado un sistema de conducción de la salmuera de rechazo hasta un pozo inyector.

Finalmente el equipamiento mínimo indispensable queda completo al incluir el sistema de control y sincronización. Este comprende una ménsula de sincronización, un cuarto de control de motores y una subestación en caso necesario. Este sistema permitirá la distribución de la energía y la intervención oportuna de la planta en situación de contingencia.

En las plantas de ciclo binario es una práctica común el uso de condensadores enfriados por aire (aerocondensadores o torres secas), pues aíslan apropiadamente el fluido de trabajo. Pero si hay disponibilidad de agua, es mucho más conveniente el uso de un circuito de enfriamiento de agua, ya que los aerocondensadores significan una buena fracción del costo de inversión en la planta y además consumen una parte importante de la energía generada para mover los ventiladores. Por lo tanto, si hay disponibilidad de agua dulce para reposición en una torre de enfriamiento, o un cuerpo de agua receptor

de calor (presa, lago, laguna o mar) es conveniente instalar un circuito de enfriamiento con condensador enfriado por agua, tuberías de conducción y una torre de enfriamiento si no existe el cuerpo de agua receptor de calor.

Las plantas de ciclo binario son particularmente importantes para abastecer zonas aisladas de la red de distribución, como es en México el caso de Baja California, y varias zonas de Chihuahua, Sonora y Baja California Sur. El uso de plantas de ciclo binario en estas regiones áridas puede ser combinado con la producción de agua potable usando ósmosis inversa para desalación de agua de mar en áreas costeras y de salmuera en áreas con acuíferos en veda. Esta alternativa podría solventar simultáneamente la falta de agua y de energía eléctrica.

5.2. ZONAS GEOTÉRMICAS CON TEMPERATURA ENTRE 95 Y 149°C

Las plantas de ciclo binario han demostrado un buen rendimiento con salmuera geotérmica a temperatura de 150°C o más, pero cuando se alimentan con recursos de temperaturas menores empiezan a presentar problemas de eficiencia, operación intermitente e incrustación.

Para aprovechar recursos geotérmicos de temperaturas menores de 150°C, que son abundantes en México, es preciso recurrir a tecnologías de ciclo binario que han demostrado o prometen resolver los problemas de eficiencia, intermitencia e incrustación mencionados. Después de realizar la revisión literaria en el mercado internacional es claro que ningún fabricante de plantas de ciclo binario se compromete a generar energía despachable con recursos de temperatura inferior a 95°C, por lo que este es el límite mínimo de temperatura aprovechable.

Las compañías que prometen generación eléctrica con la calidad suficiente para suministro a partir de recursos geotérmicos desde 95°C son: Pratt & Withney (PureCycle), Infinity Turbine, FreePower, Energent y Electratherm (mencionadas en el capítulo 4). Estos fabricantes ofrecen plantas en un rango

de capacidad de 50 a 300 kW y soluciones llave en mano. Las firmas Infinity Turbine y FreePower ofrecen incluso capacidades más pequeñas para plantas piloto de demostración o con fines educativos.



Fig. 21. Planta de ciclo binario de fase variable de 70 kW de capacidad.

El caso de Pratt & Withney es particularmente interesante pues ha optado por fabricar en masa las plantas modulares de ciclo binario con la marca PureCycle. Estas plantas ofrecen flexibilidad de instalación siendo muy sencillo aumentar o disminuir la capacidad, rápidos tiempos de respuesta en la fabricación y planes de financiamiento o contratos de demostración de la tecnología. Por estas razones, se consideran como una opción muy apropiada para el mercado mexicano.

El equipamiento superficial y configuración de estas plantas de ciclo binario de capacidad menor a 300 kW es similar al de las plantas mayores e incluye: bomba de pozo, red de tuberías de alimentación de salmuera a la central, tanque de expansión y sistema de extracción de gases, dosificación de químicos

anti-incrustantes, sistema de inyección de salmuera, cuarto de control de motores, subestación eléctrica y en caso necesario, condensador enfriado por agua y torre de enfriamiento.

5.3. ZONAS GEOTÉRMICAS CON TEMPERATURA MENOR DE 95°C

El remanente de los recursos geotérmicos que no pueden ser usados actualmente en México para generación eléctrica, son aquellos cuya temperatura se encuentra por debajo de los 95°C. Sin embargo, se considera que esta clase de recursos pueden ser aprovechados en usos directos del calor y esquemas de cogeneración. También pueden utilizarse para probar nuevos sistemas de generación eléctrica que aún están en fase de desarrollo.

Hay varios usos directos de la geotermia, de acuerdo a la temperatura del fluido. A continuación se presentan algunos de esas aplicaciones en orden descendente de temperatura.

Secado de materias primas

El fluido con mayor temperatura en este sector (~90°C) puede ser usado para el secado de materias primas que enriquece su valor comercial una vez que el agua ha sido removida del cuerpo del material. Entre las materias primas que se pueden deshidratar están los vegetales (frutas y verduras), las maderas, y productos para la construcción como el hormigón.

- **Vegetales.** Hay experiencias internacionales en el secado de diversos tipos de frutas y verduras, entre los cuales están: tomate, chile, cebolla, ajo, piña y manzana.

El sistema deshidratador es muy simple y consiste en una cámara convectiva en la que circula aire caliente que extrae la humedad de los vegetales, dentro de la cual se colocan charolas de secado. El diseño debe hacerse a la medida del proyecto y consiste únicamente en un intercambiador de calor y un sistema de circulación de aire.

- **Madera.** Es muy parecido al deshidratador de vegetales en configuración y principio de operación. El diseño igualmente debe ser a la medida.

Confort de espacios

Otra aplicación de la geotermia de baja entalpía es la ambientación de espacios residenciales, lo que incluye circuitos de calentamiento con agua y bombas de calor. Se utilizan fluidos cuya temperatura está en el rango de 40 a 80 °C, lo que permite un adecuado tamaño de los equipos de intercambio de calor.

- **Bombas de Calor.** Una bomba de calor es una máquina térmica que permite transferir energía en forma de calor de un ambiente (fluido geotérmico) a otro (ambiente residencial), según se requiera. Para lograr esta acción es necesario un aporte de trabajo, para que el calor se dirija de manera espontánea de un foco caliente a otro frío, y no al revés, hasta que sus temperaturas se acercan. Este fenómeno de transferencia de calor se realiza por medio de un sistema de refrigeración por compresión de gases refrigerantes, cuya particularidad radica en una válvula inversora de ciclo que forma parte del sistema, la cual puede invertir el sentido del flujo de refrigeración, transformando el condensador en evaporador y viceversa. Con esta capacidad puede usarse para refrigeración o para calentamiento.

Cultivos y zootecnia

- **Invernaderos.** Las necesidades energéticas de los invernaderos de uso agrícola son importantes. La superficie de explotación varía desde algunas hectáreas hasta centenares, por lo que los invernaderos son clientes potenciales de una instalación geotérmica que les ayudaría a ahorrar toneladas de combustible anualmente.
- **Acuicultura.** Se pueden realizar proyectos vinculados con la piscicultura aprovechando calor geotérmico, en los que se pueden criar peces, ranas, lagartos, langostinos, truchas, entre otras especies. La climatización del agua en especies de clima frío logra que los ejemplares alcancen un tamaño comercial en menor tiempo.



Balneología

En México existe un gran uso de la geotermia en establecimientos de balneología con fines recreativos y/o terapéuticos que utilizan fluidos termales distribuidos en distintas regiones del país, generalmente con temperaturas que varían entre los 25° y 65°C.

6. COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN

En general, todo proyecto geotermoeléctrico presenta elevados costos de inversión pero bajos costos de operación, comparados con plantas eléctricas basadas en combustibles fósiles. Los costos de inversión resultan ser más altos debido principalmente al costo de la perforación de los pozos productores e inyectores, pero también al costo de construcción de la planta.

En este capítulo se describen brevemente los costos de inversión para proyectos geotermoeléctricos con plantas comerciales a condensación y de ciclo binario, con énfasis especial en este último tipo de plantas, ya que son las que se considera podrían emplearse para aprovechar los recursos geotérmicos del país mencionados en los capítulos precedentes. A continuación se presentan los costos de operación y mantenimiento y se hace un cálculo de los costos nivelados de generación que podrían obtenerse con plantas de ciclo binario de capacidad superior a los 300 kW, que consideran las más apropiadas para generación distribuida y autoabastecimiento, según se comentó en el capítulo previo.

6.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión de un proyecto geotermoeléctrico pueden dividirse en los cuatro componentes siguientes: i) exploración y la confirmación del recurso geotérmico; ii) perforación de los pozos productores e inyectores; iii) construcción de instalaciones superficiales e infraestructura; iv) construcción de la planta.

Como los recursos geotérmicos se encuentran en el subsuelo, hay que realizar estudios de exploración para ubicarlos y tratar de confirmarlos, lo cual usualmente no es necesario hacer cuando se va a construir una planta eléctrica convencional. El objetivo de los estudios de exploración, que incluyen métodos geológicos, geofísicos y geoquímicos, es identificar y clasificar de manera preliminar al probable yacimiento geotérmico antes de la perforación, y proporcionar elementos que permitan su caracterización y una estimación preliminar de su extensión. La exploración de un yacimiento implica estimar su ubicación y su extensión lateral y vertical con métodos geofísicos, y perforar después pozos exploratorios para probar sus propiedades y minimizar el riesgo futuro. Los pozos geotérmicos actuales se perforan a diversas profundidades hasta un máximo de unos 5 km, empleando métodos convencionales semejantes a los utilizados para pozos petroleros. La tecnología actual permite perforar en ambientes de altas temperaturas, tanto de manera vertical como direccional.

El primer componente (i) mencionado incluye la adquisición de los terrenos en cuyo subsuelo se estima que puede encontrarse el yacimiento, la obtención de las licencias y permisos ambientales y de uso del suelo necesario, la ejecución de los estudios de exploración, la perforación de uno a tres pozos exploratorios profundos y la evaluación de los mismos. La perforación de pozos exploratorios, sobre todo del primero, es bastante riesgosa. A pesar de los estudios exploratorios previos, la prueba final de la existencia de un recurso geotérmico en el subsuelo es la perforación de un pozo. En zonas geotérmicas previamente inexploradas con perforación, el porcentaje de éxito del primer pozo exploratorio se estima en un 25% (Hance, 2005), y otras fuentes lo reducen incluso a un 20% (GTP, 2008). Esto significa que, en promedio, sólo uno de cada cuatro o cinco pozos exploratorios en zonas geotérmicas nuevas resulta exitoso.

Este primer componente del costo de inversión también incluye los costos de confirmación del recurso, mismos que son afectados por las características de los pozos exploratorios (diámetros y profundidades), por las características de las rocas, la productividad de los pozos, la disponibilidad de

equipos de perforación en el mercado, los retrasos en la obtención de los permisos y en la adquisición o renta de los terrenos, y desde luego las tasas de interés. Confirmar el recurso significa básicamente determinar el volumen probable del yacimiento y realizar una estimación preliminar del tamaño y características generales de la planta o plantas a instalar, asegurando en la medida de lo posible una operación eficiente durante el tiempo de vida útil del proyecto.

En términos generales, se estima que el primer componente (i) representa entre el 10 y el 15% del costo de inversión total de un proyecto geotermoeléctrico nuevo (Bromley et al., 2010), aunque para proyectos de expansión, en campos geotérmicos previamente desarrollados, se reduce al 1-3% de ese costo total.

La perforación de pozos de producción e inyección, que representa el segundo componente (ii) del costo de inversión total, tiene un porcentaje de éxito más alto que el de los pozos exploratorios, estimado entre el 60 y el 90% (Hance, 2005; GTP, 2008). Los factores que influyen en el costo de perforación son, entre otros, las características de los pozos productores e inyectoras (profundidad, verticalidad, diámetros, permeabilidad y temperatura), la disponibilidad de equipos de perforación, la necesidad de utilizar fluidos y/o barrenas de perforación especiales, el número de pozos a perforar y las condiciones financieras del contrato de perforación (Hance, 2005). Este componente suele representar entre el 20 y el 35% del costo total de inversión (Bromley et al., 2010).

El tercer componente incluye las líneas de conducción de los fluidos geotérmicos (vaporductos, mezclaductos, tuberías de conducción de salmuera residual), separadores, silenciadores, bombas y la construcción de caminos de acceso, como se refirió con detalle en las secciones 2.2 y 2.3 de este documento. La infraestructura e instalaciones superficiales en campos geotérmicos de vapor dominante presentan un menor costo, puesto que no requieren separadores ni instalaciones para el manejo y desecho de la salmuera. En general, los factores que influyen en este componente son: la composición química de los fluidos del yacimiento, los precios de materiales como el cemento y el acero, la topografía y accesibilidad del sitio, la producción media por pozo, y las características de las líneas de conducción y de los fluidos a transportar por ellas (diámetro y longitud de las tuberías, presión, temperatura y composición de los fluidos, etc.). En promedio, se estima que este tercer componente representa entre el 10 y el 20% del costo total de inversión (Bromley et al., 2010).

Para decidir el tamaño, cantidad y características de la planta a instalar, es preciso realizar una estimación inicial de las reservas del yacimiento. El método moderno de hacerlo es mediante tecnologías de simulación de yacimientos. Primeramente se construye un modelo conceptual del yacimiento, empleando los datos disponibles, y después se prepara una representación numérica del modelo, y se calibra con la condición termodinámica inicial del yacimiento antes de su explotación. Entonces puede predecirse el comportamiento futuro del yacimiento bajo ciertas condiciones de producción, empleando un algoritmo de transferencia de masa y de calor para seleccionar el tamaño óptimo de la planta.

La planta en sí incluye la turbina, el generador, el condensador, la subestación eléctrica, el tramo de línea de transmisión para conectarse a la red o al sitio donde se hará uso de la energía eléctrica, así como los equipos para tratar los gases incondensables y para prevenir la contaminación. Los costos de diseño y construcción, que constituyen el cuarto componente (iv) del costo total de inversión, dependen desde luego del tipo de planta (a condensación, a contrapresión, de ciclo binario; ver capítulo 4), de su tamaño y del tipo de sistema de enfriamiento a utilizar (agua o aire). Otros factores que también afectan los costos de construcción e instalación de la planta son la ubicación, la entalpía y composición

química del fluido, y la disponibilidad de agua entre otros. El costo de construcción e instalación de la planta representa entre el 40 y el 81% del costo total de inversión (Hance, 2005; Bromley et al., 2010).

A nivel mundial, se estima que los costos totales de inversión en proyectos geotermoeléctricos nuevos varían entre 2000 y 4000 dólares por kilowatt (USD/kW) para plantas a condensación, y entre 2400 y 5900 USD/kW para plantas de ciclo binario, a precios de 2008 (Bromley et al., 2010). El Programa de Tecnologías Geotérmicas del Departamento de Energía de Estados Unidos, calcula que una planta de ciclo binario de 20 MW de capacidad tenía en el mismo año de 2008 un costo total de inversión de 4000 USD/kW (GTP, 2008), el cual se encuentra dentro del rango mencionado. Este costo total se compone de las siguientes partes: Costos de exploración y evaluación del recurso: 400 USD/kW (10% del total); Costos de perforación y desarrollo de pozos: 1000 USD/kW (25% del total); Costos de construcción e instalación de la planta, instalaciones superficiales y línea de transmisión: 2000 USD/kW (50% del total); Otros costos de desarrollo (tarifas, costo del capital, contingencias): 600 USD/kW (15% del total).

Así, puede concluirse que el rango de costos unitarios de inversión total para plantas de ciclo binario en el mundo está, como se mencionó, entre los 2400 y 5900 USD/kW.

Cabe advertir que dicho rango se refiere a plantas comercialmente disponibles en el mercado mundial, es decir aquellas que en el capítulo anterior se definieron como plantas de capacidad mayor a 300 kW. Los costos unitarios de inversión para plantas de capacidad menor se hallan probablemente en la parte superior del rango, e incluso es posible que lo excedan.

Es también importante tener en cuenta que todos los costos de inversión mencionados se refieren a proyectos nuevos, en campos geotérmicos no desarrollados previamente, conocidos en el argot geotérmico internacional como “*greenfield projects*”. La literatura revisada coincide en señalar que los costos de inversión para proyectos de expansión en campos geotérmicos que ya están sujetos a explotación comercial son entre un 10% y un 15% más bajos. Esto se explica porque una buena parte de las inversiones en exploración e infraestructura ya se ha realizado en este tipo de proyectos de expansión, disponiéndose además de mucha información de la que se carece en proyectos nuevos (Hance, 2005).

En México la inversión total para la instalación de todas las plantas geotermoeléctricas en operación a la fecha ha sido realizada, directa o indirectamente, por el gobierno federal, a través de la CFE. Sin embargo, los proyectos geotermoeléctricos desarrollados por inversionistas privados en otras partes del mundo y particularmente en Estados Unidos, se financian con dos tipos diferentes de capital: capital de riesgo (*equity*) y deuda. Los dueños del capital de riesgo son los últimos en recuperar su inversión en caso de que el proyecto fracase o quiebre, y por tanto esperan altas tasas de retorno por su inversión, que en Estados Unidos son usualmente hasta del 20%. El capital de deuda proviene de préstamos bancarios comerciales con tasas más bajas (entre un 6 y 8%). La estructura del capital de un proyecto geotermoeléctrico privado está compuesto normalmente por un 70% de préstamos bancarios y de un 30% de capital de riesgo, pero la práctica común de la banca norteamericana es que no aprueba ningún préstamo antes de que el desarrollador demuestre que al menos un 25% de la capacidad eléctrica total que tendrá el proyecto ha sido probada. Por ejemplo, un proyecto de 10 MW que requerirá unas 80 toneladas por hora (t/h) de vapor para su operación, sólo será sujeto de créditos bancarios cuando se disponga en superficie de un mínimo de 20 t/h de vapor. Por lo tanto, las primeras etapas del proyecto deben financiarse con capital de riesgo, con tasas de interés más elevadas (Hance, 2005). Para el desarrollo de plantas de ciclo binario en nuevas zonas geotérmicas de México, por parte de inversionistas privados, la situación podría ser similar a la comentada.

6.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) consisten en costos fijos y variables relacionados directamente con la generación de electricidad. Incluyen los costos del personal y equipo para la operación y manejo del campo, la operación de los pozos y el mantenimiento de todas las instalaciones.

En el caso de las plantas geotermoeléctricas existe un factor adicional que es el costo de perforación de los pozos de reposición, es decir pozos nuevos para reemplazar a pozos productores o inyectores que empiezan a fallar por diversas causas no atribuibles al yacimiento, cuyo objetivo es restaurar la producción que se va perdiendo, o la capacidad de inyección que ha ido declinando con el paso del tiempo. Aunque el costo de perforar estos nuevos pozos de reposición podría ser considerado como un costo de inversión desde un estricto punto de vista contable, toda vez que se adquiere un nuevo activo sujeto a depreciación, la práctica comercial internacional considera esos costos de perforación como costos de O&M, puesto que el objetivo de perforar tales pozos de reposición es mantener la capacidad de producción de la planta o plantas en operación. El costo de esos pozos es generalmente más bajo que el de los pozos productores o inyectores originales, y su porcentaje de éxito es más alto, pero en términos generales se estima que impactan en alrededor de un 30% a los otros costos de O&M (Hance, 2005).

Desde luego, cada planta geotermoeléctrica tiene costos específicos de O&M que dependen de la calidad y diseño de la misma, las características de los fluidos del yacimiento, las restricciones ambientales y la eficiencia de quien la opera. Los dos factores principales que afectan estos costos son la frecuencia y extensión del mantenimiento y la cantidad de pozos de reposición a perforar durante la vida útil de la planta, factores que varían ampliamente de un campo a otro, y que tienden a incrementarse con el tiempo. Sin embargo, se ha calculado un costo promedio de O&M equivalente a 2.5 centavos de dólar por kWh a precios de 2005 (Hance, 2005). Estimaciones más recientes consideran un rango internacional fijo de costos de O&M que va de los 170 a 210 dólares al año por kW instalado, en dólares de 2009. Sin embargo, estos costos pueden variar ampliamente de un país a otro; por ejemplo, se ha publicado recientemente que los costos de O&M para una planta geotermoeléctrica de ciclo binario, de 20 MW de capacidad, en Nueva Zelanda es de unos 88 dólares anuales por kW, mientras que para una planta a condensación de 50 MW de capacidad este costo es de unos 64 dólares anuales por kW, a los mismos precios de 2009 (Barnet y Quinlivan, 2009).

Por lo tanto, puede concluirse que para plantas comerciales de ciclo binario de capacidad superior a 300 kW el rango actual de costos de O&M va de los 88 a los 210 dólares anuales por kW instalado.

6.3. COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN

Como se sabe, el costo nivelado de generación, conocido internacionalmente como LCOE (*levelized cost of energy*), se expresa en unidades monetarias por unidad de energía eléctrica efectivamente generada, usualmente en centavos de dólar americano por kilowatt-hora generado. Este costo nivelado toma en cuenta tanto los costos de inversión como los costos de O&M, y constituye el principal elemento económico en la toma de decisiones sobre la viabilidad de un proyecto eléctrico cualquiera. En el caso de los proyectos geotermoeléctricos, el costo nivelado de generación incluye también dentro de los costos de O&M el costo de perforación de los pozos de reposición que se requieran durante la vida útil de la planta.

Para el cálculo del costo nivelado de generación en plantas geotermoeléctricas de ciclo binario, a continuación se asumen tres diferentes casos hipotéticos. El primero (Caso 1) calcula el costo nivelado

de generación para una planta de ciclo binario de 20 MW de capacidad, que empieza a operar al quinto año después de iniciados los primeros estudios de exploración. Se asume un costo unitario total de inversión para esta planta de 3275 USD/kW, costo que aunque no es el mínimo del rango de costos de inversión definido antes, se ubica en su parte inferior. Igualmente, se asume un costo unitario de O&M de 120 USD/kW por año, que, de nuevo, aunque no es el mínimo del rango establecido previamente, se encuentra en su porción inferior. El factor de planta promedio anual se establece en 90%, que es el común en plantas nuevas, y la vida útil se estima en 27 años. Para desarrollar el cálculo del costo nivelado de generación se empleó una tasa de descuento del 7% anual, que se considera representativa de las condiciones financieras actuales.

El segundo caso (Caso 2) se trata de una planta de ciclo binario de 10 MW de capacidad, que igualmente empieza a operar al quinto año de iniciada la exploración. En este caso se asume un costo unitario total de inversión de 4150 USD/kW, igual a la media del rango definido antes (2400-5900 USD/kW), y un costo unitario de O&M de 150 USD/kW al año, que también es el valor medio aproximado del rango de costos de O&M considerado (88-210 USD/kW por año). El factor de planta medio anual, la vida útil y la tasa de descuento son los mismos que en el Caso 1 (90%, 27 años y 7% anual, respectivamente).

Finalmente, el Caso 3 es una planta de ciclo binario de sólo 1 MW de capacidad, que debido a la menor cantidad de trabajos de desarrollo se estima que empieza a operar el cuarto año después de iniciada la exploración. Se asume un costo unitario total de inversión de 5025 USD/kW que, aunque no es el más alto del rango, se encuentra en su porción superior. El costo unitario de O&M se asume en 180 USD/kW anuales que también se halla en la porción superior del rango mundial definido antes. De nuevo se considera el mismo factor planta (90%), vida útil (27 años) y tasa de descuento (7%) que en los casos 2 y 3.

Los resultados del cálculo de costos nivelados de generación se presentan en la Tabla 8. Puede observarse en ella que el Caso 1 es el más favorable, ya que se emplean los costos unitarios de inversión y de O&M más reducidos, aunque no son los mínimos de los rangos respectivos. El costo nivelado de generación que se obtiene (poco menos de 5 centavos de dólar por kWh) es competitivo actualmente en varios mercados mundiales.

Parámetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Capacidad (MW)	20	10	1
Costo unitario total de inversión (USD/kW)	3,275 ⁽¹⁾	4,150 ⁽²⁾	5,025 ⁽³⁾
Costo total de inversión (millones de dólares)	65.5	41.5	5.0
Tiempo total de exploración, perforación y construcción (años)	4	4	3
Costo unitario total de O&M (USD/kW anuales)	120 ⁽¹⁾	150 ⁽²⁾	180 ⁽³⁾
Costo total anual de O&M (millones de dólares)	2.40	1.50	0.18
Factor de planta promedio anual (%)	90	90	90
Generación total anual (MWh)	157,680	78,840	7,884
Vida útil (años)	27	27	27
Tasa de descuento anual (%)	7	7	7
Costo nivelado de generación (centavos de dólar por kWh)	4.99	7.35	7.25

Notas: (1) Costo unitario 25% superior al tope mínimo del rango mundial considerado. (2) Costo unitario medio del rango mundial considerado. (3) Costo unitario 25% inferior al tope máximo del rango mundial considerado.

Tabla 8. Costos nivelados de generación para tres casos de plantas geotermoeléctricas de ciclo binario.

Para el Caso 2 se utilizaron los valores medios de los rangos de costos unitarios de inversión y O&M, y para el Caso 3 los valores más altos, sin llegar a los máximos. Aunque el costo nivelado de generación de este último debería haber resultado más alto que para el Caso 2, el menor tiempo para empezar a generar (3 años en lugar de 4 años) compensa el incremento en los costos de inversión y de O&M, obteniéndose incluso un costo nivelado ligeramente menor. La conclusión obvia es que, en igualdad de condiciones, el proyecto que pueda empezar a generar más rápidamente tendrá los costos nivelados más bajos.

De los datos incluidos en la Tabla 8, puede deducirse también que otros factores con impactos importantes en el costo nivelado de generación, además de los costos de inversión y de O&M y del tiempo en que la planta empiece a generar, son el factor de planta, la vida útil y la tasa de descuento. Los dos primeros pueden considerarse prácticamente invariables, como se asumió en la Tabla 8, pero la tasa de descuento puede tener amplias variaciones de una a otra región del mundo y de uno a otro periodo. Sin modificar ninguno de los otros factores, un cambio en la tasa de descuento produce cambios importantes en el costo nivelado, habiendo una relación directa entre la tasa de descuento y el costo nivelado, es decir a menor tasa de descuento menor costo y viceversa. En la Tabla 9 se presentan los costos nivelados para los mismos casos mencionados y con las mismas premisas, pero utilizando tres diferentes tasas de descuento: 3%, 7% y 10% anual.

Tasa de descuento anual	Costos nivelados de generación (centavos de dólar por kWh)		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3
3%	3.79	5.86	5.66
7%	4.99	7.35	7.25
10%	6.02	8.66	8.56

Tabla 9. Variación en los costos nivelados de generación para tres casos de plantas geotermoeléctricas de ciclo binario en función de la tasa de descuento.

En resumen, aunque los costos totales de inversión pueden ser superiores a otras alternativas que emplean combustibles fósiles, los costos nivelados de generación con plantas de ciclo binario que aprovechen los recursos geotérmicos del país aún no explotados por la CFE, podrían ser atractivos para inversionistas privados que pretendan generar su propia energía eléctrica (autoabastecimiento) o bien utilizar parte del calor residual que de suyo generan sus procesos industriales (cogeneración). Y sin duda resultan también competitivos en zonas aún aisladas de la red de distribución nacional de la CFE (generación distribuida en zonas marginales).

REFERENCIAS

- Armstead, H.C.H, and J.W. Tester, 1987. *Heat Mining*. E&FN Spon Ltd., London and New York, 478p.
- Axelsson, G., V. Stefánsson, G. Björnsson, and J. Liu, 2005. Sustainable management of geothermal resources and utilisation for 100 – 300 years. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, April 24-29, 2005.
- Axelsson, G.V., C.J. Bromley, M.A. Mongillo, and L. Rybach, 2010. Sustainability task of the International Energy Agency's Geothermal Implementing Agreement. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, April 25-30, 2010.
- Barnett, P., and P. Quinlivan, 2009. *Assessment of current costs of geothermal power generation in New Zealand (2007 Basis)*. Report by SKM for the New Zealand Geothermal Association, Wellington.
- Bertani, R., 2010. World Update on Geothermal Electric Power Generation 2005-2009. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, April 25-30, 2010.
- Bromley, C.J., M.A. Mongillo, B. Goldstein, G. Hiriart, R. Bertani, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, and V. Zui, 2010. Contribution of geothermal energy to climate change mitigation: the IPCC renewable energy report. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010.
- Burgassi, P.D., 1999. Historical Outline of Geothermal Technology in the Larderello Region to the Middle of the 20th Century. In: *Stories from a Heated Earth*, R. Cataldi, S. Hodgson and J.W. Lund (eds.), Geothermal Resources Council and International Geothermal Association, Sacramento, CA. pp. 195-219.
- Cataldi, R., 1999. The Year Zero of Geothermics. In: *Stories from a Heated Earth*, R. Cataldi, S. Hodgson and J.W. Lund (eds.), Geothermal Resources Council and International Geothermal Association, Sacramento, CA. pp. 7-17.
- Dickson, M.H., and M. Fanelli, 2003. *Geothermal energy: Utilization and technology*. Publication of UNESCO, Renewable Energy Series, Paris, 205 p.
- Grant, M.A., I.G., Donaldson, and P.F. Bixley, 1982. *Geothermal reservoir engineering*. Academic Press, New York, 1982.
- GTP (Geothermal Technologies Program), 2008. *Geothermal Tomorrow 2008*. Publication No. DOE-GO-102008-2633 of the Geothermal Technologies Program of the US Department of Energy, September 2008, 36 p.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., R. Maya-González y J.L. Quijano-León, 2010. Current Status of Geothermics in Mexico. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010.

- Hance, C.N., 2005. *Factors affecting costs of geothermal power development*. Publication of the Geothermal Energy Association for the U.S. Department of Energy, Washington, DC, 64 pp.
- Hiriart, G., 2004. Otros usos de la energía geotérmica. Memorias de la Sexta Reunión Institucional de Calidad Total. Publicación interna de la CFE. Inédito.
- Hjartarson, A., and J.G. Einarsson, 2010. *Geothermal resources and properties of HS Orka, Reyjanes Peninsula, Iceland*. Reporte técnico preparado por Mannvit Engineering para Magma Energy Corporation, 151 pp. (<http://www.mannvit.com>).
- Lund, J.W., and T.L. Boyd, 2009. Geothermal Utilization on the Oregon Institute of Technology Campus, Klamath Falls, Oregon. *Proceedings of the 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA.
- Ordaz Méndez, C.A., Flores Armenta, M., y Ramírez Silva, G., 2011. Potencial geotérmico de la República Mexicana. *Geotermia*, Vol. 24-1, pp. 50-58.
- Sanchez-Velasco, R., M. López-Díaz, H. Mendoza y R. Tello-Hinojosa, 2003. Magic at Maguarichic. *Geothermal Resources Council Bulletin*, 32-2, pp. 67-70.