

REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL

SECTOR ELÉCTRICO

Año 1 – Nº 2 – Diciembre 2012



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinerg.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos

Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

[http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios Economicos/77.htm](http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm)



Índice

Presentación	3
Energías renovables: panorama actual	4
La geotermia en el sector eléctrico: desarrollo y perspectivas	10
Notas	16
Abreviaturas utilizadas	21



Presentación

Como parte de sus actividades asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú – OSINERGMIN, la Oficina de Estudios Económicos realiza un seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. Este esfuerzo se traduce en los Reportes de Análisis Económico Sectorial sobre las industrias reguladas y supervisadas por OSINERGMIN (gas natural, hidrocarburos líquidos, electricidad y minería).

Estos reportes buscan sintetizar los principales puntos de discusión acerca de los temas económicos vinculados a las industrias bajo el ámbito de OSINERGMIN, a la vez de informar sobre posibles desarrollos o sobre la evolución futura de estos sectores. En esta entrega correspondiente al sector eléctrico abordamos dos temas: i) energías renovables: panorama actual, y ii) la geotermia en el sector eléctrico: desarrollo y perspectivas.

Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a avasquez@osinerg.gob.pe o hortiz@osinerg.gob.pe.

Arturo L. Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos

Energías renovables: panorama actual

“Aún hay tiempo para evitar los peores impactos del cambio climático, si tomamos acciones drásticas ahora” (Stern, 2007)^[1]

Marco general

En el intento mundial por lograr mitigar los efectos del cambio climático se han suscrito diversos compromisos internacionales, dentro de los más representativos se encuentran el protocolo de Kyoto (1997)^[2], el acuerdo de Copenhague (2009) y la plataforma de Durban (2011). Aunque los resultados finales no han sido de carácter vinculante, estas cumbres han permitido la difusión y concientización, por parte de la sociedad, de las consecuencias potenciales de una fuerte variación en la temperatura promedio del planeta.

En síntesis, se han identificado dos interrogantes claves que deberían responder las futuras políticas de mitigación: ¿qué medidas adoptar para que la sociedad pueda hacer frente a los futuros riesgos ambientales? y ¿cómo reducir de forma viable las emisiones de los gases de efecto invernadero? En el presente documento se desarrollará la última interrogante.

Diversos informes técnicos sobre los impactos económicos y sociales del cambio climático (Stern 2007; EPA 2012; DECC 2012; entre otros)^[3] han evidenciado que el sector energético juega un papel crucial dentro de la agenda política ambiental. En efecto, el fuerte crecimiento de la generación eléctrica a base de energía térmica (centrales eléctricas a carbón, petróleo y gas natural) para satisfacer las crecientes industrias de muchas economías emergentes ha generado

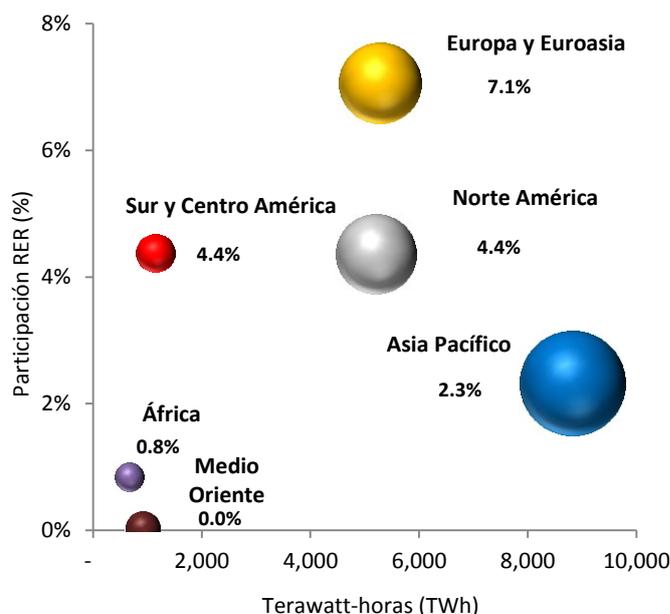
la emisión de inmensas cantidades de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

Debido a este problema y a la búsqueda de diversificación y seguridad energética de los sistemas eléctricos, existe un mayor número de países que están reestructurando sus políticas energéticas con el objetivo de promover el uso de recursos energéticos renovables (RER).^[4]

Participación RER en la generación eléctrica

La participación eléctrica mundial de los RER registró un aumento importante, pasando de 1.5% en el año 2000 a 3.9% para el año 2011, alcanzando un nivel de producción de 860 TWh.

Participación RER en la generación eléctrica (2011)^[5]



Fuente: British Petroleum

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Sin embargo, la participación RER en el total de electricidad producido en cada región^[6] muestra una alta dispersión. En el 2011, la región Europa y Euroasia presentó la mayor participación (7.1%) seguida por Sur y Centro América (4.4%) y Norte América (4.4%), mientras que la región del Medio Oriente presentó la menor contribución dentro de su parque generador (0.04%) como se observa en el gráfico anterior. Asimismo, la participación RER de algunos países es mucho mayor al promedio regional, tal es el caso de Dinamarca (43.6%), que cuenta principalmente con centrales eólicas y de biomasa, Portugal (23.7%) y España (20%) que cuentan fundamentalmente con centrales eólicas.

Según la International Energy Agency (IEA), Agencia Internacional de Energía,^[7] la nueva política energética mundial tendería a incrementar la participación de las RER a alrededor del 15% del total de energía eléctrica producida para el año 2035. Sin embargo, dadas las características inherentes de estas fuentes, como lo señala Borenstein (2011)^[8] y la American Enterprise Institute (AEI), el Instituto Norteamericano de la Empresa (2012),^[9] la generación RER presenta una serie de limitaciones.

En primer lugar, la generación eólica y solar^[10] son altamente sensibles a shocks climáticos y son incapaces de almacenar su fuente de energía principal. Estas características hacen que requieran elevadas inversiones iniciales para poder dimensionar adecuadamente su producción intermitente, restándole competitividad respecto a las centrales térmicas.

En segundo lugar, este tipo de generación depende de la ubicación geográfica de los

recursos renovables y dada la escasez de localizaciones con alto potencial, a medida que se incorporen nuevas centrales se deberá incurrir en mayores costos de transmisión, restándoles competitividad.

Por último, debido al carácter intermitente de su producción,^[11] este tipo de centrales presentan una disponibilidad de arranque baja lo cual podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico pues no se estaría garantizando la adecuación del mismo; es decir, la capacidad de abastecer a las variaciones de la demanda en el corto plazo.

Promoción de las RER en el mundo

Entonces ¿cuáles son las razones para promover un tipo de tecnología en generación eléctrica no competitivo? Entre las principales justificaciones para la implementación de mecanismos de desarrollo se encuentra el valor no fijado por las externalidades generadas por la contaminación. En ese sentido, Borenstein (2011) pone énfasis en la existencia de un *trade-off* entre los altos costos de generación renovable y los beneficios de abatir la contaminación y mitigar los efectos del cambio climático, mientras que Stern (2007) estima que el costo evitado asociado a un incremento en la temperatura podría ascender entre 0.5% y 1% del PBI mundial hacia el 2050.

De acuerdo con la IEA (2010)^[12] una forma de cuantificar estos beneficios es considerándolos como el daño evitado de reemplazar la generación en base a combustibles fósiles por generación renovable no convencional. En detalle, la IEA utiliza el precio del dióxido de carbono como

una variable que aproxima el valor de la contaminación y los factores de emisión promedio de diferentes tecnologías térmicas, y se utiliza para ajustar el cálculo de los costos nivelados. Sin embargo, Borenstein (2011) manifiesta que los valores de dichos costos nivelados para las tecnologías RER están sesgados al considerar factores de planta promedios y constantes en el tiempo y al no considerar los costos de transmisión y las ganancias de eficiencia, entre otros motivos.

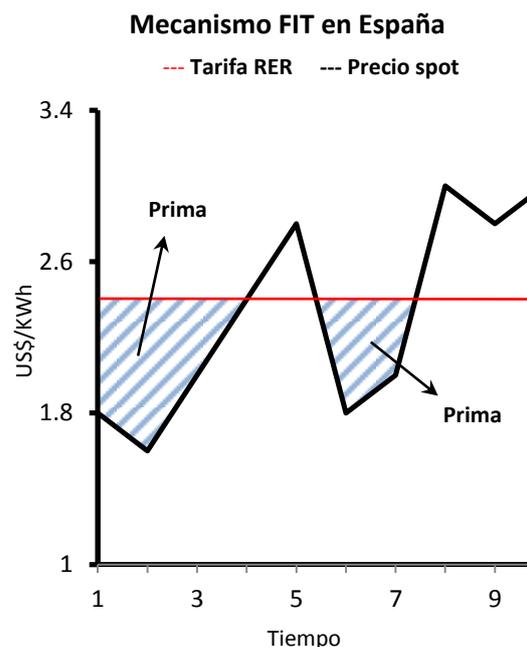
La experiencia internacional indica que la implementación de políticas de promoción de recursos renovables requiere fijar metas sostenibles en el tiempo y establecer, necesariamente, mecanismos de desarrollo pues este tipo de generación no presenta, hasta el momento, tarifas competitivas.

Al respecto, se pueden identificar cinco tipos de mecanismos (ver nota 7): instrumentos comerciales, donde se establece preferenciales arancelarias para las importaciones de equipos de generación que utilicen recursos renovables; instrumentos regulatorios, donde se pueden establecer cuotas o certificados RER; política tributaria, donde se establecen reducciones impositivas; instrumentos crediticios, donde se pueden obtener créditos preferenciales; y transferencias financieras directas, donde se garantiza un ingreso financiero seguro.

Dentro de los mecanismos más difundidos se encuentran el *Feed in Tariff* (FIT) y el *Renewable Portfolio Standard* (RPS). El FIT consiste en garantizar un pago por KWh de toda la producción renovable del sistema para un periodo de tiempo establecido. En detalle, el organismo regulador establece, ex ante, la tarifa por la cual se le retribuirá la

electricidad producida al generador RER. En ese sentido, reduce los riesgos asociados a fluctuaciones en las tarifas eléctricas.

Al respecto, existen diversas extensiones del enfoque FIT, una de las más utilizadas es la desarrollada por España donde se establece la incorporación de una prima variable que está en función a la diferencia del precio de la energía en el mercado y la tarifa garantizada para el generador RER (véase el gráfico siguiente). Asimismo, las empresas distribuidoras están obligadas a comprar toda la energía renovable disponible, garantizando el flujo de ingresos totales de la empresa y disminuyendo el riesgo de pérdidas.



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

La experiencia española ha demostrado que la continuidad de este tipo de políticas incentiva el desarrollo de nuevas inversiones en generación eléctrica. En dicho país se incrementó cada año las tarifas garantizadas de forma escalonada y diferenciadamente hasta llegar a una capacidad de generación RER significativa. En ese sentido, entre el año

2000 y 2011 la participación RER dentro del total de electricidad producida se incrementó notablemente de 3% a 20%, alcanzando los 56 TW de potencia, donde las generadoras eólicas contribuyen con más del 70% de esa participación.

Por otro lado, en el enfoque RPS el regulador fija una cuota o estándar mínimo de producción en base a RER, y los distribuidores tienen la obligación de comprar dicha energía.^[13] Los requerimientos de la demanda se abastecen de acuerdo a la tecnología RER de menor costo. Asimismo, en una de sus extensiones, el regulador puede fijar un precio tope de transacción, incentivando a las empresas generadoras RER a reducir sus costos operativos al obtener mayores beneficios derivados de la eficiencia en costos.

La decisión de adopción de alguno de los mecanismos descritos o una combinación de ellos dependerá de las características propias de cada mercado, de la sostenibilidad y de la credibilidad de sus instituciones. Por ejemplo, el FIT se utiliza extensivamente en los países europeos donde el rol que desempeña el Estado es mayor, países como España o Alemania son un ejemplo de ello. Por otro lado, países como EEUU e Inglaterra adoptaron el RPS debido a la mayor liberalización de sus mercados y una menor intervención del Estado.^[14]

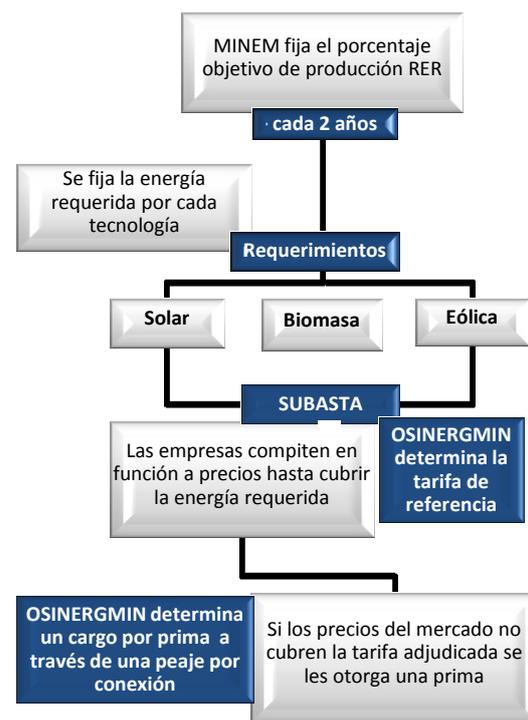
RER en Perú

Desde el 2008, el Perú se ha alineado con la tendencia mundial sobre políticas de promoción RER. A partir del Decreto Legislativo N° 1002, y su reglamento (Decreto Supremo N° 012-2011-EM), el Estado Peruano incentiva el desarrollo de nuevos

proyectos de generación RER con el objetivo de mejorar la calidad de vida de la población y proteger al medio ambiente.

El enfoque implementado es una mezcla de mecanismos de promoción en el cual el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) establece cada 2 años un porcentaje objetivo de participación RER^[15] en la producción eléctrica nacional. Una vez calculada la cantidad de energía a subastar, esta se distribuye entre las distintas tecnologías RER.

Esquema del mecanismo de promoción RER bajo la legislación vigente



Fuente: DS N° 012 - 2011 – EM
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Para fomentar la eficiencia en costos, se adoptó un enfoque de competencia por el mercado que consiste en establecer una tarifa de referencia (información oculta para

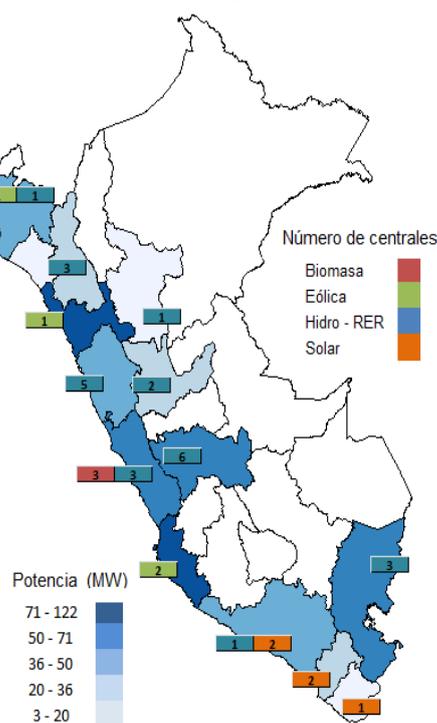
las empresas) e implementar un proceso de subasta en sobre cerrado. El proceso termina cuando se seleccionan a las generadoras que ofrezcan la menor tarifa hasta completar la energía requerida. Si el precio de mercado cae durante la operación de la empresa y no se cubre la tarifa adjudicada, se otorga una prima que compense esta diferencia, como en el enfoque FIT. Dicho subsidio es financiado por todos los usuarios eléctricos a través del cargo en el peaje de conexión (transmisión).^[16]

A la fecha se han realizado dos subastas, éstas han permitido la futura incorporación de 639.1 MW de potencia RER, de los cuales solo el 9% estaría ubicado en Lima, ayudando a reducir, en cierta medida, el déficit de generación eléctrica en las regiones norte y sur del país. En ese sentido, a octubre del 2012 la región sur (Arequipa, Moquegua y Tacna) ya cuenta con el 63% del total de potencia solar y se espera que se complete la totalidad hacia finales del 2014, incorporando al sistema 96 MW, mientras que en la región norte (Ancash, La Libertad, Cajamarca y Piura) se incrementaría la oferta eléctrica en 17.2 MW de potencia eólica y 175.01 de potencia hídrica (ver gráfico siguiente). Con esto, la participación RER dentro de la matriz energética representaría alrededor del 7% del total de la potencia efectiva hacia finales del 2014.

A octubre del 2012, la participación RER en la producción eléctrica del SEIN alcanzó el 1.7%, en donde las pequeñas centrales hidroeléctricas contribuyeron con 1.2%, la central a bagazo y biomasa con 0.4% y las centrales solares con 0.1% del total de energía eléctrica producida.

Según el MINEM,^[17] aún existe una gran brecha de generación renovable por cubrir si consideramos el potencial de recursos renovables en el Perú. En ese sentido, se estima que el potencial de energía solar en los departamentos de la costa estaría entre 6.0 a 6.5 KWh/m² de radiación solar y que además esta emisión muestra una relativa estabilidad durante todo el año. Por otro lado, según el Atlas Eólico (2008)^[18] el potencial de generación eólica aprovechable sería de 22,450 MW de potencia, ubicándose el 74% en los departamentos de Ica y Piura.

Mapa de la generación RER



Fuente: GART
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

En términos sociales, el potencial con el que cuenta el país incentiva una serie de programas de electrificación para contrarrestar el déficit de cobertura eléctrica en las zonas rurales del país. En ese sentido, el MINEM y la Comisión Europea vienen trabajando en conjunto promocionando la

generación RER como parte del programa de electrificación rural, llamado Eurosolar.

Este programa busca ampliar la cobertura eléctrica en las zonas rurales del país a través de la instalación de paneles solares en los hogares y pequeños sistemas eólicos. Para la utilización de la energía generada, el programa cuenta con un conjunto de equipos entre los cuales destacan: una antena satelital, equipos informáticos, equipo multimedia, cargador de pilas y baterías, refrigerador de vacunas y un purificador de agua.

Según el último Plan Nacional de Electrificación Rural,^[19] dicho programa ha proporcionado energía eléctrica a cerca de 130 comunidades rurales ubicadas en las regiones de Amazonas, Ayacucho, Cajamarca, Huancavelica, Ica, Junín, Lambayeque, Piura, Puno, Lima, Apurímac, La Libertad y Cusco.

Comentarios finales

Cada vez más un mayor número de países están adoptando medidas relacionadas a la sustitución de combustibles fósiles por recursos renovables no convencionales para generar electricidad. Esto responde, por un lado, a las campañas de información sobre el cambio climático y, por otro, a los efectos tangibles del incremento en el nivel de temperatura de los países.

Al respecto, la generación eléctrica por biomasa en Suecia ha agotado la oferta total de desechos orgánicos, por lo que actualmente importa desechos de Noruega

para satisfacer la demanda de energía, generando una externalidad positiva para Noruega.

Por otra parte, un reciente informe elaborado por FOMIN y Bloomberg (2012)^[20] muestra el gran potencial con el que cuenta nuestra economía en términos de inversiones en generación RER. En dicho informe el Perú ocupa el cuarto lugar dentro de su ranking, en donde se evalúa el marco propicio relacionado a las políticas existentes, las inversiones en energía limpia, los negocios con bajas emisiones y las cadenas de valor y las actividades en gestión de emisiones de gases de efecto invernadero.

Por lo tanto, no es sorprendente que la empresa China Yingli Green Energy haya decidido invertir en la edificación de una moderna planta de energía solar en las regiones de Moquegua y de Tacna, con lo cual permitiría la incorporación de 40 MW de potencia al sistema eléctrico de concretarse el proyecto.

A nivel local, la promoción de la generación RER posee un efecto adicional a los ya mencionados, pues no sólo ayudaría a mitigar las emisiones de CO₂, sino también contribuiría a mejorar la seguridad energética y, además, reduciría en parte el déficit de infraestructura eléctrica con el que cuenta un gran número de comunidades rurales en el interior del país.^[21]

La geotermia en el sector eléctrico: desarrollo y perspectivas

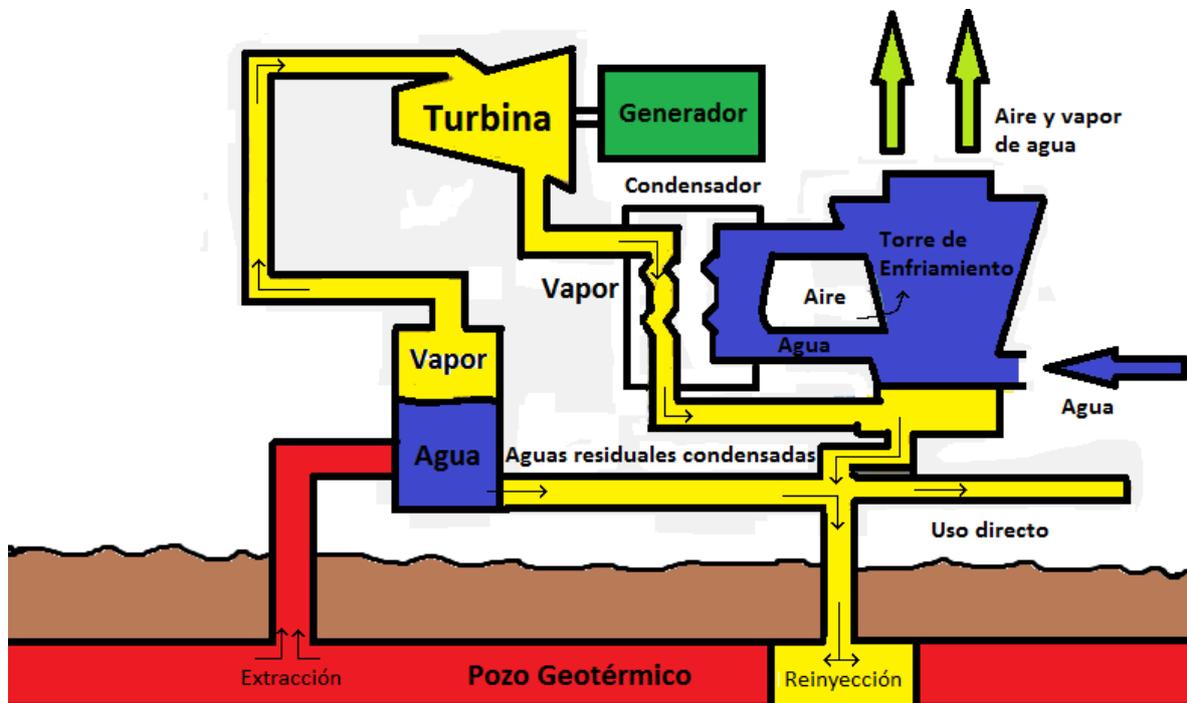
Fuentes y usos de la geotermia

La energía geotérmica es un recurso renovable que se obtiene del calor de la tierra y se encuentra en fuentes hidrotermales y caloríficas. Las fuentes hidrotermales contienen agua o vapor caliente y se pueden utilizar para el calentamiento de ambientes, la acuicultura e invernaderos y para la generación eléctrica.^[1] Las fuentes caloríficas son las más abundantes en el mundo. Dentro de este grupo resaltan las *hot rock* que son rocas impermeables de alta temperatura (superior a los 250°C) ubicadas a varios miles de kilómetros de profundidad.^[2]

La energía geotérmica se puede utilizar en la generación de calor (o enfriamiento^[3]) y en la generación eléctrica. La generación de calor consiste en aprovechar directamente el calor de las fuentes hidrotermales o caloríficas y se suele utilizar para el calentamiento de casas, edificios, piscinas; evitar el congelamiento de calles; y en la acuicultura y la crianza de algunas especies marinas.^[4]

La generación eléctrica a base de la geotermia consiste en la producción de electricidad aprovechando el vapor obtenido de las fuentes geotérmicas. Dicha tecnología tuvo su inicio comercial en 1913 en Italia, y luego fue adoptándose en varios países.^[5]

Proceso de generación eléctrica geotérmica (tecnología *flash*)



Fuente: http://www.indiaenergyportal.org/subthemes_link.php?text=geothermal&themeid=13

Elaborado por: Oficina de Estudios Económicos

Tecnologías de generación eléctrica en base a geotermia

Existen varios tipos de recursos cuyas características (temperatura, presión de fluido, salinidad, entre otros) se deben considerar a la hora de seleccionar la tecnología de generación de la central.

Las tecnologías de generación eléctrica a base de geotermia más importantes son las de vapor *flash*, de vapor seco y las binarias.^[6]

Las plantas de vapor *flash* son las más utilizadas en el mundo y emplean un proceso de evaporación de las fuentes geotérmicas para la producción eléctrica (véase el anterior gráfico). Por su parte, las plantas de vapor seco utilizan directamente el vapor extraído de los pozos. Luego del proceso, el vapor condensado se reinyecta a los pozos en forma de agua.^[7]

Las plantas binarias utilizan un fluido secundario (por ejemplo, isopentano) el cual recibe el calor de la fuente geotérmica, obteniéndose vapor que luego se dirige a las turbinas. El recurso geotérmico no entra en contacto con el fluido, por lo que el ciclo se repite.

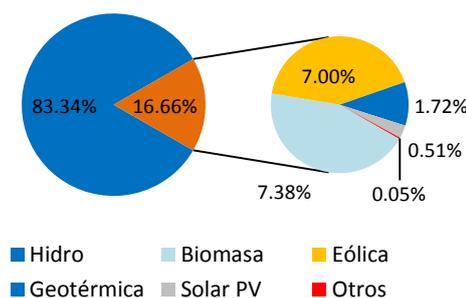
Asimismo, se ha desarrollado el sistema geotérmico mejorado (EGS, por sus siglas en inglés) que permite utilizar el calor contenido en las *hot rock*. Sin embargo, en la actualidad dicha tecnología no se comercializa.^[8] La IEA estima que la tecnología EGS se comercializaría recién a partir del año 2030.^[9]

Producción eléctrica geotérmica

La generación eléctrica a base de geotermia a nivel mundial mostró un avance positivo

pasando de 36,000 GWh a 67,000 GWh en el periodo 1990-2009, registrando un crecimiento promedio de 3.20% anual, mayor al obtenido por la generación eléctrica a base de recursos renovables (2.78%). En el 2009 la generación eléctrica mundial a base de recursos geotérmicos representó el 0.33% de la producción mundial de electricidad y el 1.72% de la generación a base de recursos renovables. La geotermia es la cuarta energía renovable con mayor participación después de la hidroeléctrica, biomasa y eólica.

Generación Eléctrica a Base de Recursos Renovables – 2009^[10]



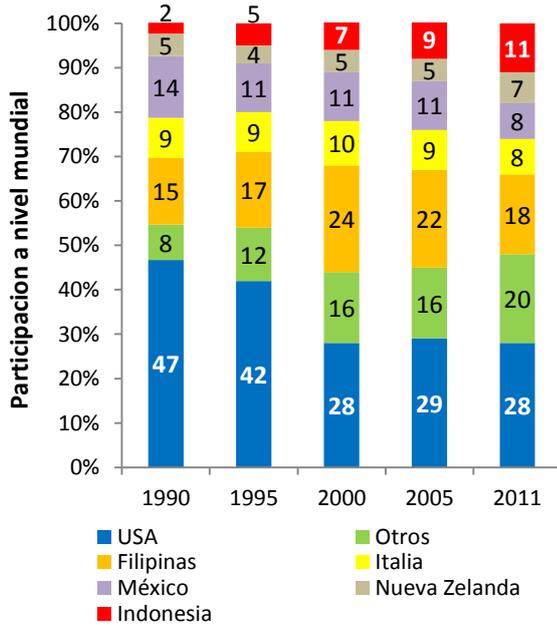
Fuente: International Energy Agency
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Al 2011 varios países contaron con energía geotérmica en sus matrices energéticas. Los principales países, que representaron el 76% de la capacidad instalada de generación eléctrica a base de geotermia a nivel mundial, fueron Estados Unidos^[11] (28%), Filipinas (18%), Indonesia^[12] (11%), México (8%), Nueva Zelanda (7%) e Italia^[13] (8%).

Cabe resaltar la importancia de la geotermia en Filipinas^[14] y Nueva Zelanda^[15] donde representó el 14.65% y 12.80% de la

generación eléctrica total en el año 2010 de cada país, respectivamente.

Capacidad instalada mundial 1990-2011^[16], %



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Se espera que la generación eléctrica con recursos geotérmicos tenga un mayor dinamismo en el futuro. Al respecto, la IEA proyecta que para el año 2050 la geotermia representará el 3.5% de la producción eléctrica mundial.^{[17] [18]}

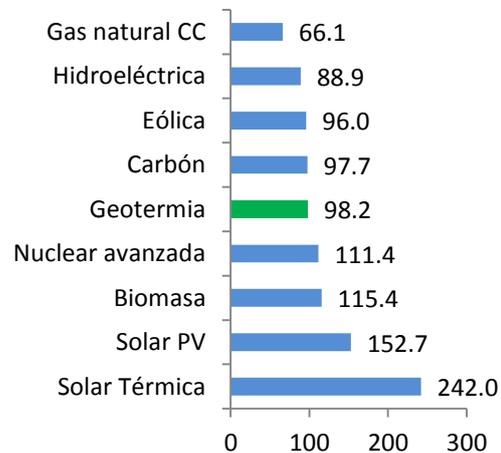
Costos asociados a la geotermia

Los costos de implementación de una central eléctrica a base de geotermia varían dependiendo de la tecnología utilizada. Al respecto, si se consideran los costos de inversión asociados a la puesta en marcha de una central,^[19] se tiene que los costos de una central binaria de 50 MW ascienden a 4,141 US\$/KW, mientras que para una planta dual *flash* de 50 MW es 6,163 US\$/KW.^[20]

Adicionalmente, se pueden comparar los costos de generación asociados a la geotermia respecto a otras tecnologías térmicas o renovables. Para ello se considera el costo nivelado de generación^[21] que incluye el costo fijo de instalación de la central y el costo variable para producir energía eléctrica.

Según estimaciones de la IEA, la generación eléctrica a base de gas natural por ciclo combinado es la de menor costo. Por otro lado, los costos de la geotermia (98.2 US\$/MWh) son menores que los costos de la generación solar, la biomasa y la nuclear, y son cercanos a los costos de la generación eólica y a carbón, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

Comparación de costos nivelados (US\$/MWh) - 2012^[22]



Fuente: Anual Energy Outlook 2012
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

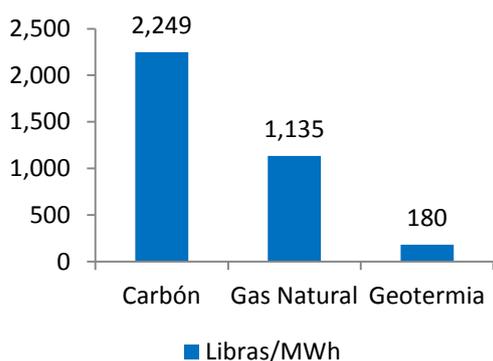
Impacto en el medio ambiente

Cabe mencionar que en el análisis de los costos nivelados no se consideran las ventajas sobre el medio ambiente que ofrece la geotermia respecto a otras tecnologías térmicas de generación. Al respecto, la

geotermia ofrece ventajas asociadas a la menor emisión de CO₂, uso del agua y uso del terreno requerido para su funcionamiento.

Esta tecnología no utiliza ninguna clase de combustión, por ello las emisiones de CO₂ son casi nulas. Por ejemplo, una planta geotérmica de vapor *flash* produce 92% menos emisiones de CO₂ por lb/MWh respecto a una planta de carbón. Las reducciones considerables de CO₂ permiten el ahorro de cerca de 2,249 lb/MWh que emite una planta de carbón.^[23]

Emisiones de CO₂ por tipo de planta de generación eléctrica - 2010 (Lb/MWh)



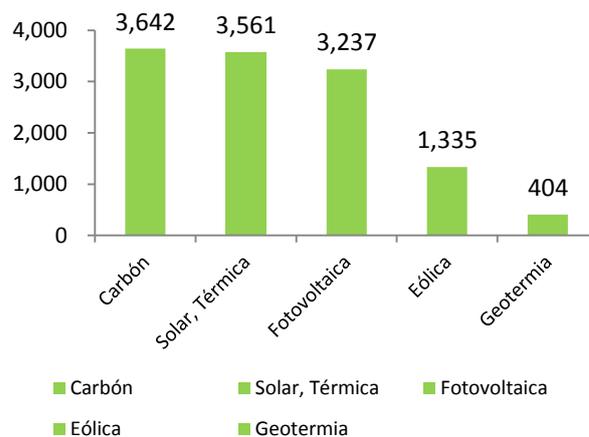
Fuente: Geothermal Energy Association
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Asimismo, las centrales geotérmicas permiten reducir considerablemente el uso de agua, respecto a otras centrales térmicas, debido a los requerimientos mínimos de dicho recurso. Por ejemplo, algunas plantas geotérmicas utilizan 0.01 gal/KWh, en comparación a las plantas de carbón o nucleares que requieren de 1.46 gal/KWh y 0.99 gal/KWh respectivamente.^[24]

De manera similar, el terreno necesario para la construcción de una planta geotérmica es significativamente menor al requerido en las plantas de carbón o eólicas. Como se muestra

en el siguiente gráfico, las plantas geotérmicas utilizan la menor cantidad de terreno que las tecnologías comparadas, utilizando un área 88% menor que la usada por una planta de carbón.

Utilización de terreno para el desarrollo de plantas eléctricas (m²/GWh)^[25]



Fuente: Geothermal Energy Association
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

Políticas de promoción a nivel internacional

Debido a los impactos positivos en el medio ambiente, en varios países se otorgan subsidios para promover el desarrollo de la geotermia, buscando incentivar su entrada.

Estos subsidios están dirigidos a reducir los altos costos asociados a la implementación de centrales geotérmicas. Algunos países subsidian la actividad de exploración. Por ejemplo en Francia, mediante el mecanismo *Short-Term Risk Guarantee*, se asegura la devolución de todo o de una parte de la inversión en exploración si ésta resultara fallida. Del mismo modo, en Holanda, se devuelve a la empresa hasta el 85% de su inversión si los recursos que encuentra tienen una productividad 75% menor a la esperada. En Suiza, se retorna el 50% de la inversión si

la empresa no encuentra recursos que permitan su explotación.^[26]

En otros casos, el Estado participa directamente en las actividades de exploración y perforación. Por ejemplo, en Kenia, el gobierno realiza la exploración y perforación de los pozos y posteriormente otorga concesiones a las empresas privadas para la explotación comercial.^[27] Este mecanismo permite reducir el riesgo de las etapas de exploración e incentivando la entrada de empresas privadas en la etapa de generación.

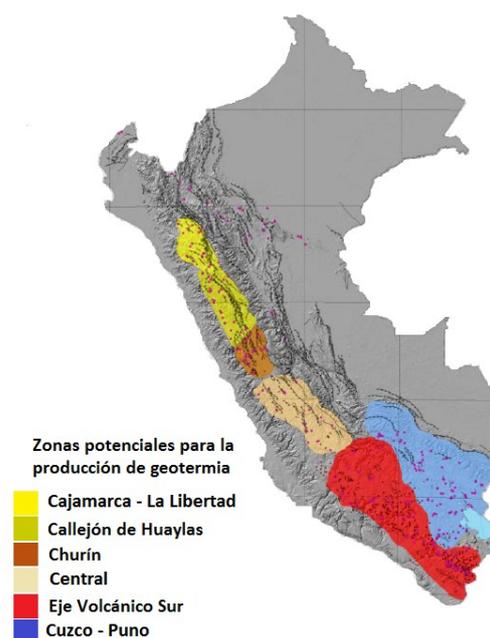
Existen otros países donde se incentiva la inversión en energías renovables a través de un pago fijo por la energía suministrada a la red, el denominado mecanismo *Feed in Tariff*.^[28] Al respecto, en Alemania se garantiza un pago fijo por KWh suministrado que deben abonar los operadores de las redes eléctricas. En el caso de la geotermia, existen diversos *Feed in Tariff*. Por ejemplo, se compensa a una planta de hasta 10 MW si comenzara a operar antes del 2016 o si utilizara la tecnología EGS. Bajo este esquema, una empresa geotérmica puede recibir hasta 0.39 US\$/KWh de compensación.^[29]

Estado de la geotermia en el Perú

El Perú pertenece a la zona llamada anillo de fuego (*ring of fire*) caracterizada por diversas manifestaciones volcánicas y constante actividad sísmica.^[30] Dicha zona cuenta con un gran potencial de fuentes hidrotermales de alta temperatura debido a la presencia de volcanes. Asimismo, el Perú tiene un gran potencial para el desarrollo de la geotermia como se muestra en el siguiente gráfico. El

eje volcánico sur y la zona Cusco - Puno son las áreas que posiblemente tengan un mayor potencial para el desarrollo de la geotermia. El eje volcánico sur -que abarca los departamentos de Ayacucho, Apurímac, Moquegua, Cusco y Tacna- cuenta con cerca de 300 manifestaciones geotermiales.^[31]

Mapa geotérmico del Perú - 2010



Fuente: Vargas y Cruz (2010)
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos

El desarrollo de estas fuentes geotérmicas permitiría aumentar la capacidad instalada en el sur del país, zona que alberga el 59,5% del total de la inversión en proyectos mineros estimados por el MINEM a setiembre del 2012 que representa una inversión de US\$ 31,797 millones y que demanda una gran cantidad de energía eléctrica para su desarrollo. De esta forma, la generación geotérmica en el sur mejoraría el margen de reserva de generación.^[32]

Al respecto a partir del año 1997, con la entrada en vigencia de la Ley de Recursos Geotérmicos, Ley N° 26848, y su modificatoria del año 2010; se viene promoviendo el desarrollo de la geotermia.^[33] En la actualidad, se vienen realizando varios proyectos de exploración para confirmar los posibles recursos geotérmicos, proyectos liderados por Magma Energy Corp. y Hot Rock Limited empresas con presencia a nivel mundial.^[34]

Según el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a abril del 2012 habían 22 concesiones vigentes, de las cuales 8 corresponden a la empresa Magma Energía Geotérmica Perú S.A., 4 a la empresa Hot Rock Perú S.A.,^[35] 9 a la empresa Eco Energy S.A. y 1 a la empresa Andes Power Perú S.A.C. La zona sur el país (Arequipa, Cusco, Puno, Moquegua y Tacna) concentra el 95.45% de las concesiones de exploración, mientras que sólo una concesión se ubica en la zona centro (Ancash).^[36]

Cabe señalar que, si bien se han dado una serie de iniciativas para promover el desarrollo de la geotermia en el país, se requiere contar con un estudio del potencial geotérmico más detallado. El estudio realizado por Vargas y Cruz (2010) sólo contempla las zonas donde existen manifestaciones claras como fuentes hidrotermales en la superficie o actividad volcánica registrada. Se requiere realizar estudios futuros que consideren la medición del subsuelo terrestre para poder encontrar fuentes subterráneas que no estén expuestas y para registrar la temperatura de la tierra en las diferentes zonas del país.

Asimismo, se debe evaluar la posibilidad de dar incentivos específicos para el desarrollo de la geotermia. Al respecto, con el Decreto Legislativo N° 1002 se estableció un marco normativo que promueve la generación eléctrica a base de energías renovables, considerándose dentro ellas a la geotermia. Las empresas que quieran invertir en generación a base de geotermia pueden acceder a este mecanismo, previa evaluación del MINEM.

Comentarios finales

La explotación de recursos geotérmicos tiene impactos positivos para el medio ambiente, respecto a otros recursos energéticos como el gas, petróleo y el carbón. Por ello, varios países han implementado políticas de promoción a la inversión en geotermia, buscando reducir los riesgos asociados a las actividades de exploración y producción eléctrica.

El Perú posee recursos geotérmicos que pueden ser utilizados para la generación eléctrica. Sin embargo, no se cuenta con un estudio detallado del potencial geotérmico del país. En la actualidad, se vienen desarrollando proyectos de exploración en la zona sur del país para verificar el potencial geotérmico.

Asimismo, se requiere contar con personal capacitado en recursos geotérmicos para el desarrollo de la industria. Para ello, se podrían promover convenios de cooperación con países con amplia experiencia en la materia, como Nueva Zelanda.^[37]



Notas

Energías renovables: panorama actual

[1] Traducción propia del texto: "(...) *There is still time to avoid the worst impacts of climate change, if we take strong action now.*" En Stern (2007), *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Cambridge University Press.

[2] Este es uno de los principales acuerdos internacionales suscrito el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto, Japón, en donde 37 países industrializados y la comunidad europea se trazaron el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en aproximadamente 5%, en promedio, para el periodo entre el 2008-2012 respecto al nivel registrado en 1990.

[3] EPA (2012), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2010*. U.S. Environmental Protection Agency, p. ES-8. y DECC (2012), *2011 UK Greenhouse Gas Emissions, Provisional Figures and 2010 UK Greenhouse Gas Emissions, Final Figures by Fuel Type and End-User*, p. 4.

[4] La seguridad energética se entiende como la capacidad que tiene un país en satisfacer oportuna y eficazmente, en una alta proporción, su demanda energética en base a producción interna. Ver North American Electricity Reliability Council - NERC (1996), *Glossary of Terms*, p. 28.

[5] El tamaño de las esferas está en función al volumen de producción eléctrica de cada región.

[6] La agrupación de los países en 6 regiones es tomada del informe estadístico de BP (2012), *Statistical Review of World Energy June 2012*. Entre las regiones se tienen África, Asia Pacífico, Europa y Euroasia, Medio Oriente, Norte América y Sur y Centro América.

[7] IEA (2011), *World Energy Outlook*, OECD, p. 178, 528.

[8] Borenstein, S. (2011), *The private and Public Economics of Renewable Electricity Generation*. Energy Institute at Haas. University of California at Berkeley. Documento de Trabajo N° 221.

[9] Zycher, B (2012), *Renewable Energy Subsidies Should be Abandoned*. American Enterprise Institute.

[10] Dentro de las tecnologías RER, las centrales solares y eólicas representan un porcentaje significativo de la potencia eléctrica.

[11] Las centrales solares solo pueden operar durante todo el día, siendo el periodo de mayor radiación solar alrededor del mediodía. Por otro lado, las centrales eólicas, en la mayoría de los casos, alcanzan su máxima capacidad durante el periodo nocturno.

[12] IEA (2010), *Projected Costs of Generating Electricity*. OECD, p. 39.

[13] Cory, K. y Swezey, B. (2007), *Renewable Portfolio Standards in the States: Balancing Goals and Implementation Strategies*. National Renewable Energy Laboratory.

[14] Pirazzoli, A (2008), *Energías renovables no convencionales: Incentivos regulatorios para la diversificación de la matriz energética en Chile*. Fiscalía del Medio Ambiente.

[15] En el artículo N° 2 del Decreto Legislativo N° 1002 se establece que la producción RER para los próximos 5 años será del 5% del total nacional para cada año.

[16] El artículo N° 5 del DL N° 1002 y en el artículo N° 19 del Reglamento RER se señala que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación se le remunera, su energía eléctrica, vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i)

[17] Consorcio R. García Consultores S.A, ARCAN Ingeniería y Construcciones S.A. y Centro de Conservación de Energía y del Ambiente - CENERGIA (2012), *Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación*. Banco Interamericano de Desarrollo y Ministerio de Energía y Minas del Perú - MINEM, p. 411-413.

[18] MINEM (2008), *Mapa Eólico del Perú - Atlas Eólico*.

[19] MINEM (2012), *Plan Nacional de Electrificación Rural – Periodo 2012-2021*.

[20] FOMIN y Bloomberg (2012), *Climascope 2012: Cambio climático y clima de inversión en América Latina y el Caribe*.

[21] INEI (2012), *Condiciones de Vida en el Perú Abril-Mayo-Junio 2012*. Boletín N° 3, p. 10. Según este informe, cerca del 28% de los hogares rurales no cuentan con energía eléctrica.

La geotermia en el sector eléctrico: desarrollo y perspectivas

[1] Las fuentes hidrotermales con temperaturas de 40°C se suelen utilizar para el calentamiento de ambientes, la acuicultura e invernaderos; mientras que las fuentes hidrotermales con temperaturas de 95°C para la generación eléctrica. En el caso de generación de calor, la tecnología más difundida son las bombas de calor geotérmicas (*geothermal heat pumps*). Dicho sistema permite la extracción de calor del subsuelo vía la inyección de agua, u otro líquido, mediante tubos que se calientan (o enfrían) con la temperatura de la tierra. Asimismo, también permite la extracción del calor de las fuentes de agua subterráneas. Ver Lund, J.; Bjelm, L.; Bloomquist, G.; A. Mortensen (2008), "Characteristic, development and utilization of geothermal resources – a Nordic perspective", *Episodes*, 31(1), p. 144, y la página web http://smu.edu/geothermal/gpw_tx/geo_energy_use_color_8x11.pdf

[2] Las fuentes caloríficas se encuentran en todas partes del mundo, a diferencia de las fuentes hidrotermales que se encuentran en zonas específicas. Véase International Geothermal Association, *Geothermal a natural choice*, p.6.

[3] El proceso de enfriamiento se puede concebir como un proceso inverso de la geotermia. En este caso, el calor es trasladado hacia el subsuelo a través de tubos donde este aire pierde su calor y se condensa, generando así un líquido a una baja temperatura. Earth to Air System (2006), *ETA Geothermal Technologies – Basic Operating Overview*, p.2.

[4] Si no se considera los recursos geotérmicos dedicados a la generación eléctrica, se tiene que la acuicultura representó el 1.3% de la capacidad instalada mundial (MWt) en el año 2010. Las principales especies marinas que son beneficiadas de esta tecnología son el camarón, la langosta, la tilapia, y los cocodrilos. Presentación hecha por Lund, J. y D. Freeston (2010), *Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review*, p.3.

[5] Un aspecto a resaltar es el elevado factor de planta de este tipo de centrales. Por ejemplo, las plantas de vapor seco en *The Geysers* en Estados Unidos alcanzan factores de planta de hasta 99%. Ver A. Chambers (2004), *Renewable Energy in Nontechnical Language*, Estados Unidos: PennWell, 1ra edición, p. 135.

[6] En el año 2010 la estructura de la generación de energía (GWh), la capacidad instalada (Mw) y el número de unidades por tecnología era la siguiente:



- La generación de energía estaba distribuida en: el 63% correspondía a la tecnología *flash*, el 24% al vapor seco, 9% a las plantas binarias y un 4% al resto de tecnologías.
- La capacidad instalada se divide en: plantas binarias representan el 11%, las plantas *flash* con el 61%, vapor seco el 11% y otras tecnologías solo el 1%.
- El número de plantas se distribuía de la siguiente manera: las plantas binarias el 44%, las plantas *flash* el 39%, las plantas de vapor seco el 12% y otras tecnologías el 5%.

Para mayor información ver Bertani, R. (2010), *Geothermal Power Generation in the World 2005 – 2010 Update Report*, pp. 29-32.

[7] Las plantas de vapor *flash* utilizan los recursos energéticos denominados líquido- dominante, que son fuentes que contienen poca cantidad de vapor; mientras que las plantas de vapor seco usan como recurso el vapor dominante, caracterizado por tener alto contenido de vapor caliente.

[8] Las *hot rock* tienen baja permeabilidad, es decir no permiten el paso del agua u otros líquidos a través de ellos, lo que ocasiona que la extracción de alguna sustancia sea muy difícil o imposible. Asimismo, la profundidad a las que se encuentran las *hot rock* es una limitante ya que los costos asociados a perforaciones profundas son muy elevados. La tecnología disponible no permite la explotación de estas fuentes de gran temperatura. Sin embargo, en la actualidad existen proyectos pilotos en diversos países como Estados Unidos, Suecia, Australia, entre otros, destacando el proyecto Copper Basin (Australia) que puede generar 7 MW. Ver Massachusetts Institute of Technology (2006), *The Future of Geothermal Energy*, pp.152.

[9] International Energy Agency (2011), *Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power*, p.20.

[10] International Energy Agency (2011), *World Energy Outlook 2011*, p. 546.

[11] Estados Unidos tiene el complejo de generación eléctrica en base a geotermia más grande del mundo llamado *The Geysers* con una capacidad neta de generación de 725 MW.

[12] Indonesia posee una gran cantidad de recursos hidrotermales, siendo la mayoría de muy alta temperatura, superior a los 250°C. Jennejohn, D.; Hines, B.; Gawell, K.; y L. Blodgett (2012), *Geothermal: International Market Overview*, *Geothermal Energy Association*, p. 6.

[13] Italia cuenta con la primera planta generadora de electricidad llamada Larderello que tiene una antigüedad mayor a los 100 años, y es el país con mayor capacidad instalada en geotermia de Europa, la cual asciende a 863 MW, mientras que el segundo país es Portugal con 29 MW.

[14] Para mayor detalle visite <http://www.doe.gov.ph/EP/Powerstat.htm>

[15] Ver Ministry of Economic Development (2011), *New Zealand Energy Data File*, p. 99. Al año del 2011 esta proporción se había incrementado a 13.4%.

[16] La capacidad instalada mundial para el periodo 1990-2011 se presenta en el siguiente cuadro:

Año	Capacidad instalada(MW)
1990	5,943
1995	6,767
2000	8,077
2005	9,134
2011	11,014

Disponible en: <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

[17] International Energy Agency (2011), *Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power*, p.3.

[18] Adicionalmente, existen diversas estimaciones sobre el verdadero potencial de la geotermia. Bertani (2010) afirma que, teóricamente, la energía geotérmica podría cumplir con todas las necesidades de energía durante 100,000 años, asumiendo un consumo mundial de energía equivalente a 500 EJ/año.

[19] Se consideran los costos asociados a la estructura civil, costos de suministro e instalación de equipos mecánicos (incluyendo el costo de los pozos) y los costos de los propietarios que incluye los estudios de factibilidad y estudios ambientales

[20] Las cifras utilizadas, así como la división de los costos se basan en plantas geotérmicas localizadas en zonas de Estados Unidos. Ver U.S. Energy Information Administration (2010), *Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plant*, p. 128-141.

[21] Traducción de *levelized cost* (LEC). El costo nivelado permite comparar los costos de diferentes tecnologías de generación y se puede definir como el precio medio que tendrían que pagar los consumidores para que el inversionista recupere sus costos más una tasa de retorno. La forma de calcularlo es la siguiente:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \left[\frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \right]}{\sum_{t=1}^n \left[\frac{E_t}{(1+r)^t} \right]}$$

En el numerador se calcula el valor actual de los costos totales (fijos y variables), utilizando la tasa costo de capital (r). Los componentes del costo total son los costos de inversión (I_t), mantenimiento (M_t) y gastos de combustible (F_t) en el periodo t . En el denominador se calcula el valor actual de la energía generada (E_t) que está en función a la capacidad instalada y al factor de planta asumidos durante toda la vida útil de la planta (n). CEPAL (2010), *La Geotermia en el Contexto de las Energías Renovables*. Presentación hecha por Manlio F. Coviello y IEA (2005), *Projected Costs of Generating Electricity*. OECD, p. 173-175.

[22] Se calculó el costo nivelado de generación asumiendo un periodo de vida de los proyectos de 30 años, un promedio ponderado del costo de capital (WACC) de 6,8%. No se consideraron beneficios que obtienen las energías renovables como subsidios y se utiliza factores de planta promedio para plantas las eólicas y solares. Ver U.S Energy Information Administration (2012), *Annual Energy Outlook 2012*, pp. 239.

Para información detallada ver: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

[23] El cálculo de las emisiones de CO₂ para el caso de la geotermia se realizó en base a un promedio ponderado de las emisiones registradas en las plantas geotérmicas de California – Estados Unidos. De esta forma las plantas flash tuvieron emisiones por 397 lb/MWh, las de vapor seco por 60 lb/MWh y finalmente las binarias con 0 lb/MWh. Ver Geothermal Energy Association (2012), *Geothermal Energy and Greenhouse Emissions*, pp.9-10.

[24] U.S. Department of Energy (2010), *Water Use in the Development and Operation of Geothermal Power Plants*, p. 26.

[25] Geothermal energy association (2012), *Why support geothermal energy*, p. 4.

[26] International Energy Agency (2011), *Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power*, pp.33 – 34.

[27] Jennejohn, D.; Hines, B.; Gawell, K.; y L. Blodgett (2012), *Geothermal: International Market Overview*, Geothermal Energy Association, p. 5

[28] En el artículo anterior el mecanismo *Feed in Tariff* se desarrolla con mayor detalle.



[29] International Energy Agency (2011), *Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power*, p.32.

[30] Fridleifsson, I.; Bertani, R.; Huenges, E.; Lund, J.; Ragnarsson, A.; y L. Rybach (2008), *The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change*, p. 7.

[31] Vargas, V y V. Cruz (2010), *Geothermal Map of Peru*, Instituto Geológico Minero y Metalúrgico, p.5.

[32] Para el año 2012 se espera que las zonas norte y sur del país tengan problemas de abastecimiento de electricidad, por falta de líneas de transmisión o por falta de potencia con la consecuencia de posibles cortes en el suministro eléctrico. Ver Vásquez, A.; Ortiz, H.; Cueva, S.; Salazar, C. y A. San Román (2012). Reporte de Inteligencia Económica Sectorial – Sector Eléctrico, Año 1 – Número 1. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN – Perú.

[33] Decreto Supremo N° 019-2010-EM, Reglamento de la Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos.

[34] Jennejohn, D.; Hines, B.; Gawell, K.; y L. Blodgett (2012), *Geothermal: International Market Overview*, Geothermal Energy Association, p. 14.

[35] La empresa Hot Rock Peru S.A. tiene planes de construir una planta geotérmica con una capacidad de 50 MW en el sur del país. Actualmente ha invertido US\$ 20 millones en sus concesiones de Achumani y Quella Apacheta. Gestión “Hot Rock construirá planta de 50MW”, lunes 19 de noviembre de 2012. Edición impresa.

[36] Dirección General de Electricidad (2012), Autorizaciones para desarrollar las actividades de exploración geotérmica, Ministerio de Energía y Minas.

[37] Nueva Zelanda es uno de los principales referentes de la geotermia, otorgando títulos de maestría en geotermia. Los egresados de sus universidades ostentan puestos de suma importancia en las principales compañías de geotermia a nivel mundial. Ver New Zealand Trade and Enterprise (2011), *Geothermal Energy: The Opportunity*, p. 12.

Abreviaturas utilizadas

CO ₂ :	Dióxido de carbono
DECC:	Department of Energy & Climate Change
EPA:	Environmental Protection Agency
EGS:	Enhanced Geothermal Systems
FIT:	Feed in Tariff
FOMIN:	Fondo Multilateral de Inversiones
Gal:	Galones de agua
GWh:	Giga Watt hora
IEA:	International Energy Agency
KW:	Kilo Watt
KWh:	Kilo Watt hora
Lb:	Libras
M ² :	Metros cuadrados
MINEM:	Ministerio de Energía y Minas
MW:	Mega Watt
MWh:	Mega Watt hora
RER:	Recursos Energéticos Renovables
RPS:	Renewable Portfolio Standard
SEIN:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
TWh:	Tera Watt hora
US\$:	Dólares americanos

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN
Oficina de Estudios Económicos – OEE
Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Eléctrico, Año 1 – N° 2 – Diciembre 2012

Alta Dirección

Jesús Tamayo Pacheco	Presidente del Consejo Directivo
Edwin Quintanilla Acosta	Gerente General

Equipo de Trabajo de la OEE que preparó el Reporte

Arturo Vásquez Cordano	Gerente de Estudios Económicos
Humberto Ortiz Ruiz	Especialista
Steven Cueva Herrera	Analista
Carlos Renato Salazar Rios	Pasante
Alberto San Román Vucetich	Practicante Pre-Profesional

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad del OSINERGMIN, a menos que se indique lo contrario.

Citar el reporte como: Vásquez, A.; Ortiz, H.; Cueva, S.; Salazar, C. y A. San Román (2012). *Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Eléctrico, Año 1 – Número 2*. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN – Perú.

OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero OSINERGMIN no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimados representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.