

ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO DE LOS SISTEMAS GEOTÉRMICOS MEJORADOS (EGS)

Olasolo Alonso, Pablo⁽¹⁾; Juárez Castelló, Manuel C.^{(1)*}; Morales Ortiz, M^a Pilar⁽²⁾; González Sierra, Sergio⁽¹⁾

*e-mail: paboolasoloalonso@gmail.com

⁽¹⁾ Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de La Rioja, C/ Luis de Ulloa, 20; 26004-Logroño, La Rioja, España

⁽²⁾ Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de Chile, Av. Pedro de Valdivia 641 Providencia, Santiago - Chile.

RESUMEN

El siguiente trabajo se centra en el análisis económico y financiero de los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS), que son los que representan el camino, a través del cual, se podría convertir de una manera eficiente y a gran escala, los enormes recursos que la geotermia proporciona. En él se realiza un estudio de los distintos software de estimación y simulación de costes que han sido utilizados históricamente en instalaciones EGS, centrándose en el estudio del software europeo por excelencia EURONAUT y del software americano GEOPHIRES. Este último es, a día de hoy, el más novedoso para el estudio económico de los EGS, permitiendo no solamente la simulación de la producción de electricidad, sino también la simulación de la producción del uso directo de calor o la combinación de ambos (CHP). En este estudio se presentan los principales resultados obtenidos mediante el uso de estas dos herramientas, incluyendo la sensibilidad de sus análisis y una comparativa de los Levelized Costs of Electricity (LCOE) con otras tecnologías, renovables y no renovables, de generación de energía eléctrica.

Palabras clave: Enhanced Geothermal Systems; Hot Dry Rock; Análisis Económico y Financiero; Levelized Costs of Electricity and Heat; GEOPHIRES; EURONAUT.

1. Software de estimación y simulación de costes

Las primeras estimaciones económicas sobre sistemas de generación eléctrica en Hot Dry Rock (HDR), fueron realizadas por Tester [1] y posteriormente por Smolka y Kappelmeyer [2]. The Geothermal Energy Technology Evaluation Model (GETEM) [3] y Hot Dry Rock economic (HDRec) [4] son dos ejemplos de los modelos tecnológico-económicos, usados inicialmente para la simulación de una instalación EGS. Estos software se construyen en base a las primeras investigaciones y modelos de proyectos desarrollados en Laboratorio Nacional de Los Alamos (LANL) (1970s Fenton Hill HDR Project) [5]. El trabajo de estos proyectos llevó a la elaboración del modelo thermo-economic HDR, que fue usado en el libro “Heat Mining” por Armsteady Tester [6] en 1987. El modelo HDR fue actualizado a finales de los años 1980, culminando en la obtención del modelo MIT-HDR [7] en 1990. Según Heidinger et al [8] el software llamado HDRec utilizaba un lenguaje de programación ya obsoleto, el Fortran 77. Los cambios en la estrategia y en las continuas mejoras de los elementos de la planta, llegaron a ser más y más difíciles de implementar en el código del software, debido al creciente número de dependencias y variables que se debían tener en consideración en el código elaborado a través del lenguaje de programación Fortran 77. Finalmente el software fue reescrito partiendo de cero, mediante el uso del lenguaje Java. Es en este punto, donde nace el software EURONAUT, el cuál a día de hoy es un medio fiable para el estudio económico de los EGS. EURONAUT es el software europeo por excelencia, implementado en base a los estudios desarrollados en la instalación EGS de Soultz-sous-Forêts. Su principal virtud es la habilidad de asimilar, cambiar y crecer. Todos los elementos de un sistema EGS, están implementados en módulos y no en el Software EURONAUT por sí solo, por lo tanto, EURONAUT no está limitado para el cálculo de una instalación geotérmica EGS en exclusividad, sino que también puede manejar y trabajar con evaluaciones económicas de otro tipo. Posteriormente, se implementaron progresivas actualizaciones para producir una versión del software compatible con Windows, dando lugar al modelo MIT-HDR [9]. En 2006, la versión de Windows pasó a ser conocida formalmente como el modelo MIT-EGS y fue usada ampliamente. En los años 2012 y 2013, el modelo MIT-EGS fue modificado ampliamente para producir GEOPHIRES, el cuál a día de hoy es el software más novedoso para el estudio económico de los EGS. Geothermal energy for the Production of Heat and Electricity (“IR”) Economically Simulated (GEOPHIRES) [10], es el software estadounidense más reciente y principalmente difiere de GETEM, HDRec, y otros modelos existentes en que no solamente permite la simulación de la producción de electricidad, sino que también permite la simulación de la producción de uso directo de calor o la combinación de ambos, Combined Heat and Power (CHP). Todos los modelos y correlaciones implementadas en GEOPHIRES están documentados en el material suplementario [11].

2. Parámetros y resultados

2.1. Geophires

En la aplicación de GEOPHIRES se han planteado tres niveles de maduración tecnológica que han sido combinados junto con tres niveles de calidad de recursos para estimar los rangos de niveles de costes, la inversión de capital y los costes O&M de la planta EGS. Los 9 casos propuestos son evaluados tanto para la obtención de energía eléctrica como para el uso directo de calor, obteniendo un total de 18 escenarios posibles. Adicionalmente se deben de fijar unos parámetros de tecnología, recursos y económicos con los que trabajar, véase Beckers et al [12]. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

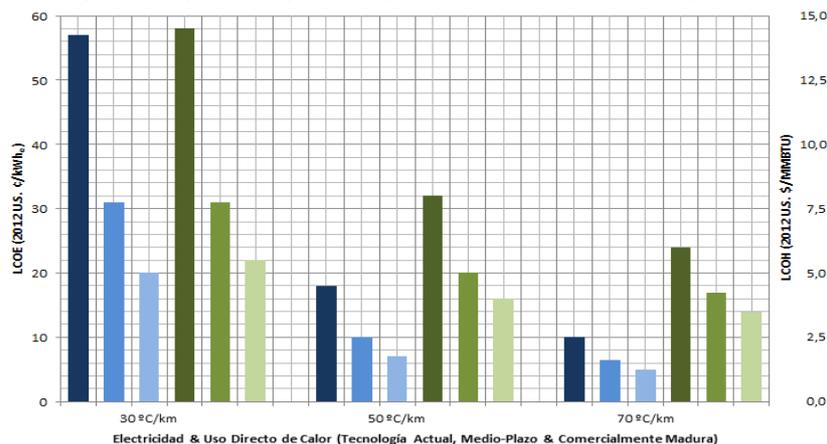


Figura 1, LCOE para 18 escenarios EGS. Las barras azules representan los LCOE in 2012 U.S. ¢/kWh_e para los escenarios de uso eléctrico, mientras que las barras verdes representan los LCOH in 2012 U.S. \$/MMBTU para los escenarios de uso directo de calor [12].

En la figura 1 podemos observar los LevelizedCosts of Electricity(LCOE) y los LevelizedCosts of Heat (LCOH) para los 18 escenarios estudiados. Los LCOE y LCOH están expresados en 2012 U.S. ¢/kWh_e y 2012 U.S. \$/MMBTU (1 ¢/kWh_{th} = 2.931 \$/MMBTU), respectivamente. Como se observa, los LCOE de una EGS estimados con GEOPHIRES varían ampliamente en función del grado de calidad de los recursos y de la madurez de la tecnología EGS. Para **30°C/km**, ampliamente existentes en el este de los EEUU [13], los LCOE se estiman en casi 60 ¢/kWh_e con la tecnología actual y podría caer a 20 ¢/kWh_e en el futuro con las adecuadas mejoras tecnológicas. Para **50°C/km**, que se encuentra extendido en el oeste de los EEUU y, adicionalmente, en algunas regiones como West Virginia y Texas [13], los LCOE con la tecnología actual son de aproximadamente 18 ¢/kWh_e y con las adecuadas mejoras tecnológicas el valor se situaría por debajo de 10 ¢/kWh_e. Finalmente, para zonas de especial calidad de sus recursos, **70°C/km**; estas temperaturas sólo las podemos obtener en ubicaciones muy puntuales como por ejemplo la planta de Habanero (Australia), que fue convertida por Geodynamics el 2 de mayo de 2013 en la primera planta privada de uso comercial [14]; los LCOE son estimados en tan solo 10 ¢/kWh_e con la tecnología actual y podría caer a 5 ¢/kWh_e en el futuro con las convenientes mejoras.

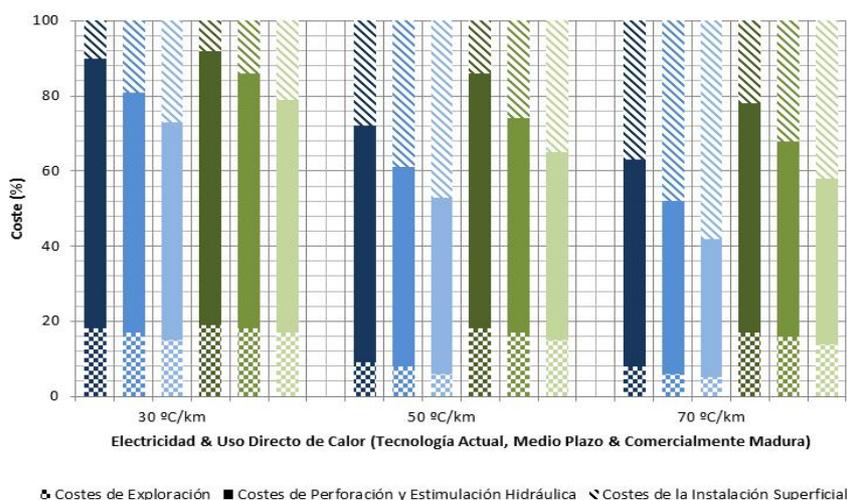


Figura 2, Costes (%) asociados con la exploración del recurso (barras inferiores), la perforación y estimulación de la reserva (barras centrales) y el equipamiento en la superficie (barras superiores) para los 18 escenarios EGS [12].

En la figura 2, se muestra la distribución de los costes de capital para los 18 escenarios estudiados. Podemos observar que el principal coste se genera en el proceso de taladrado de los pozos (sobre el 40% de los costes totales para reservas de alta calidad, mientras que se sitúa aproximadamente en el 60% para para reservas de baja calidad) que, en combinación con los grandes costes de capital, se convierte en la principal razón por la que los LCOE son tan sensibles al proceso de perforación. También revela los grandes costes que deben afrontarse junto con los largos periodos de tiempo hasta que se genera algún beneficio y la incertidumbre de cuán grande será dicho beneficio, provocando el recelo de los inversores a invertir en este tipo de energía renovable.

1.- 2.2. Euronaut

Adicionalmente, también presentamos los resultados que el software EURONAUT ha concluido en el estudio de la instalación EGS de Soultz-sous-Forêts. Dicha instalación está configurada a través de cuatro pozos denominados GPK1, GPK2, GPK3 y GPK4. Para poder realizar las estimaciones se deben fijar unos parámetros financieros, comerciales, tecnológicos y de recursos con los que trabajar, véase Heidinger [15].

Costes del proceso de taladrado.

Los costes de taladrado de los pozos crecen exponencialmente con la profundidad; este comportamiento es descrito de forma empírica por Garnish [16] y Legarth et al [17]. Adicionalmente, previa operación de taladrado, cabe destacar dos costes fijos relevantes, y que según Heidinger [15] rondarían los siguientes valores: 1 M€ para la compra y la exploración del terreno y 0.5 M€ para la movilización y montaje de la maquinaria de trabajo y la plataforma de perforación.

Costes de las bombas de producción y de reinyección.

El consumo eléctrico de las bombas y los cambios de temperatura en el fluido de trabajo son un claro ejemplo de la variabilidad de los parámetros que se dan en una instalación geotérmica EGS. Esto, junto con la declinación térmica que se produce en la reserva geotérmica, Mines and Nathwani [18] consideran un ratio de declinación del 0.5%/año Augustine et al [19] un ratio de declinación de solo el 0.3%/año), lleva a la conclusión de que el pico máximo de producción de energía eléctrica se da en su etapa de vida intermedia. La bomba de producción tiene una esperanza de vida que está fijada en 10 años y los costes de inversión están establecidos en 0.8M€. La bomba de reinyección no tiene limitación en el tiempo de vida y los costes de inversión son de 0.1M€.

Costes del proceso de estimulación hidráulica.

La permeabilidad de la roca determina el índice de inyectado y de productividad en cada pozo. El amplio rango de estos índices se explica por las características de los caminos naturales abiertos en la masa de roca caliente por los que fluye el fluido de trabajo, proceso de estimulación hidráulica, y no existe la posibilidad de realizar estimaciones certeras sobre los índices de inyectado y productividad en los pozos con anterioridad a que estos sean perforados y creados. Heidinger [15] establece que el proceso de estimulación de la reserva geotérmica tiene unos costes fijos, independientes de la profundidad de la reserva geotérmica, de 1 M€.

Costes derivados de las tarifas incentivadas para energías renovables.

Finalmente, el software EURONAUT también tiene en cuenta los ingresos de una instalación geotérmica EGS por la energía eléctrica generada. En Francia solamente se vende la energía resultante en la red, mientras que en Alemania toda la energía generada es susceptible de ser beneficiaria de los incentivos correspondientes, lo que implica que la electricidad de consumo de las bombas y la electricidad con la que se realiza la conversión de calor en energía eléctrica se adquieren a precios muy bajos.

3.Sensibilidad del análisis.

3.1.Geophires.

GEOPHIRES ha desarrollado un análisis de sensibilidad de los LCOE para diferentes parámetros. Partiendo de un caso base de LCOE de 10.6 ¢/kWh_e se ha estudiado el aumento o la disminución de los LCOE generados por cada uno de los parámetros estudiados cuando estos sufren un incremento o una reducción del 10%, 20% o 30%. El análisis expuesto en la figura 3, muestra que los costes de taladrado tienen el mayor impacto sobre los LCOE, seguidos por la disminución de los ratios de trabajo, el tiempo de vida de la planta, los costes de la planta de generación eléctrica, los costes O&M de la planta y la declinación térmica de la reserva.

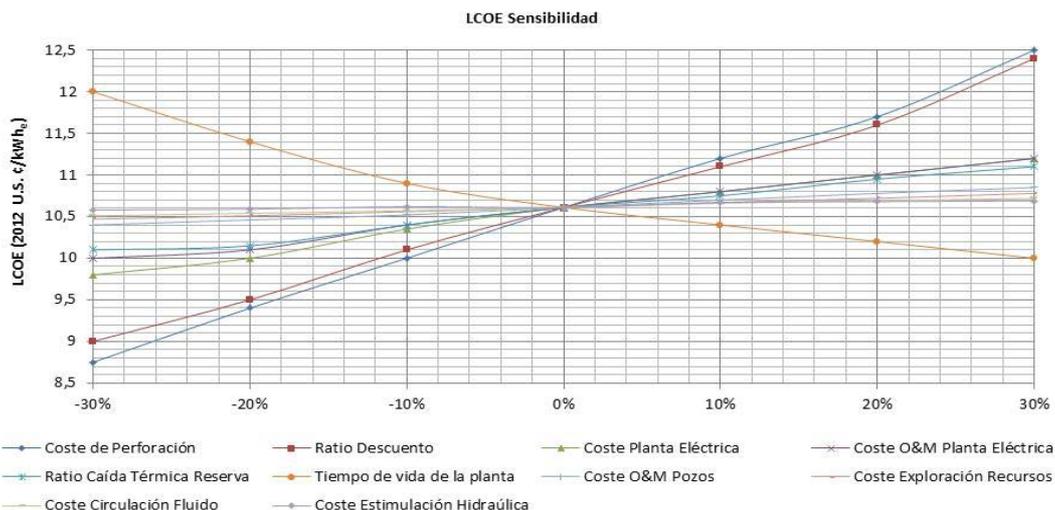


Figura 3, Sensibilidad de los LCOE en función de diferentes parámetros para tecnología alcanzable a medio plazo y para una calidad media del recurso geotérmico. Caso base: 10.6 ¢/kWh_e [12].

3.2.Euronaut.

EURONAUT realiza un análisis de sensibilidad de la profundidad de taladrado de la planta con el objeto de ver la variación que otros parámetros sufren, al variar la profundidad de taladrado. Para cada profundidad, se realizó un ciclo de optimización para encontrar el valor mínimo de generación de energía eléctrica. Los costes brutos y netos efectivos, así como los costes totales de la inversión y la potencia bruta y neta generada en la planta son mostrados en la figura 4. El factor económicamente más importante, los costes efectivos son mayores a pequeñas profundidades, decreciendo a medida que las profundidades de trabajo aumentan para finalmente volver a aumentar en profundidades demasiado grandes. Los valores óptimos tanto para los costes brutos como netos de energía se sitúan a una profundidad de **5500 m**. Por otro lado, como los principales costes de inversión son los derivados de las actividades de perforación, entonces los costes de inversión tienen un comportamiento exponencial similar al de los costes de perforación. Además como la generación de energía eléctrica bruta y neta es dependiente de la temperatura del fluido de producción que a su vez depende del tiempo de vida de la instalación, entonces se puede obtener que el tiempo medio de vida de la instalación se sitúe en torno a los 30 años, a partir de los cuales la eficiencia de la instalación disminuirá de una manera más acusada.

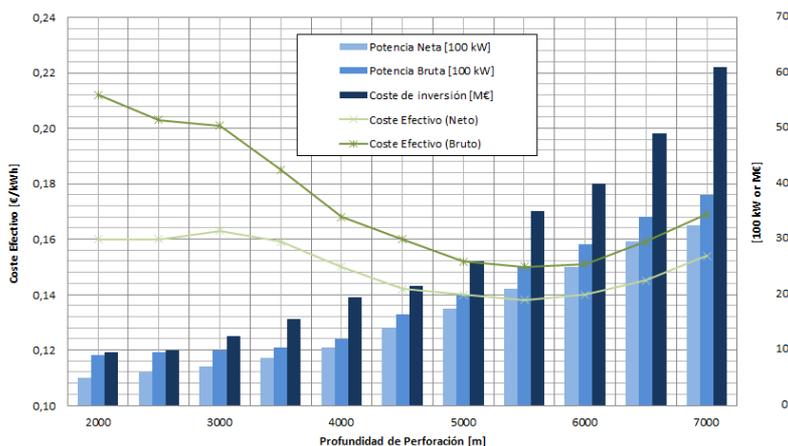


Figura 4, Principales resultados del análisis de sensibilidad de la profundidad de los pozos y de la reserva geotérmica: coste efectivo (bruto y neto), coste total de inversión y media de la potencia bruta y neta generada [15].

4. Comparativa con los costes de otras energías.

La figura 5 compara los EGS-LCOE estimados a partir de **GEOPHIRES** con los LCOE para otras tecnologías de generación de energía eléctrica, obtenidas de la *OpenEITransparentCostDatabase* [20]. Los LCOE para EGS se encuentran en su estado inicial de desarrollo y por lo tanto solo pueden competir con la energía solar para un medio y alto grado de calidad de la reserva. Sin embargo, para tecnologías EGS comercialmente maduras, la cual es esperada que esté disponible para el año 2030, instalaciones que estén utilizando reservas de calidad media, se predice que serán económicamente competitivas con otras fuentes de energía renovables y no renovables, incluyendo la energía eólica, el carbón IGCC (*IntegratedGasificationCombinedCycle*) y el gas natural. Adicionalmente, para recursos de alta calidad, las instalaciones EGS podrán ser incluso competitivas con las centrales de gas de ciclo combinado. Finalmente, los datos de la *Energy InformationAdministration (EIA) 2013 Annual Energy Outlook* [21], muestran también unas perspectivas para la tecnología EGS favorables. Las predicciones de generación de energía eléctrica de la EIA auguran un precio para 2030 de 6 ¢/kWh_e en 2011 U.S.\$, mientras que los rangos estimados por **GEOPHIRES** para recursos de calidad media y alta son de 7.1 y 4.6¢/kWh_e, respectivamente. Los LCOE cálculos para EGS de *OEITCD* están basados en los datos de *NREL* [22] y *Energy and EnvironmentalEconomics, Inc.* [23].



Figura 5, Comparativa de los LCOE expresados en 2012 U.S. ¢/kWh_e para EGS obtenidos usando **GEOPHIRES** (barras verdes) con los LCOE para diferentes tecnologías de generación eléctrica (barras azules). Las barras sólidas y las barras cuadrículadas representan los actuales valores de los LCOE y los proyectados para el año 2030 respectivamente. [12].

5. Conclusiones

Los resultados obtenidos en los estudios anteriormente descritos, dependen de las suposiciones y de los parámetros usados. Los cálculos de **GEOPHIRES** y la comparación con otras tecnologías de energía deberían ser interpretadas con cuidado. Los LCOE para fuentes de energía no renovables dependen del consumo actual del mercado de productos como el carbón, el gas natural o el petróleo y, por lo tanto, hay incertidumbres inherentes con fluctuaciones en precios y en disponibilidad de estos materiales. Los LCOE para instalaciones EGS serán menos prometedores cuando se incluyan posibles costos de licencias o costos gubernamentales y otros requerimientos de infraestructuras, como por ejemplo, la canalización del agua y el gas. Más aún, en proyectos reales de EGS, los costes de exploración podrían ser más altos que los asumidos por **GEOPHIRES**. La razón es que podrían ser necesarios varios pozos de exploración en lugar de uno solo, especialmente en áreas sin un conocimiento afianzado del subsuelo. Además, efectos de aprendizaje, especialmente relacionados con

la perforación de los pozos y con la estimulación hidráulica en ciertas ubicaciones, tendrán un efecto positivo en los LCOE. Adicionalmente, la disminución de los ratios de producción en la reserva geotérmica, incluso para el caso de una instalación comercialmente madura, podrían estar sobreestimados. Finalmente, se debe de tener en cuenta la posibilidad de la aparición de problemas durante la perforación y las grandes incertidumbres asociadas a la profundidad de la instalación EGS podrían incrementar los LCOE para el proyecto. El software **EURONAUT** ha probado su utilidad y es capaz de desarrollar cálculos y análisis sensibles. Los módulos representan partes y componentes de una instalación geotérmica EGS, pudiendo esta estar configurada con el sistema de doble pozo o multi-pozo. Los diferentes resultados están limitados a los datos de partida utilizados y que han sido obtenidos de la instalación geotérmica EGS de Soultz-sous-Forêts. El software puede ser empleado como una herramienta para planificar y evaluar la profundidad que una nueva instalación EGS debe tener. Esto es válido para los componentes analizados, así como para el conocimiento existente actualmente sobre costes e ingresos a lo largo de la vida útil de la instalación geotérmica, de las asunciones basadas en las diferentes partes del sistema y de los resultados que pueden ser usados para la toma de decisiones.

6. Referencias

- [1] TESTER, J.W. Energy conversion and economic issues for geothermal energy, chapter in the Handbook of Geothermal Energy. Gulf Publishing Co, Houston, Texas (1982): 471-586; ISBN: 978-0872013223.
- [2] SMOLKA, K., KAPPELMEYER, O. Economic cost evaluation of HDR power plants (1991): 281–308. Geothermal Energy in Europe. Soultz Hot Dry Project. ISBN: 2-88124-523-4.
- [3] GEOTHERMAL TECHNOLOGIES OFFICE, EERE, *Geothermal Electricity Technology Evaluation Model (GETEM), version august 2012*. U.S. Department of Energy Geothermal Technologies Program (2013); <http://energy.gov/eere/geothermal/getem-manuals-and-revision-notes> (Accessed February 2015).
- [4] HEIDINGER, P., DORNSTADTER, J., FABRITIUS, A. *HDR economic modelling HDR software* Geothermics 35 (2006): 683–710; <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2006.10.005>
- [5] BROWN, D.W., DUCHANE, D.V. *Scientific progress on the Fenton Hill HDR project since 1983*. Geothermics 28, 4-5 (1999): 591-601. [http://dx.doi.org/10.1016/S0375-6505\(99\)00030-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0375-6505(99)00030-9)
- [6] ARMSTEAD, H.C.H., Tester, J.W. *Heat Mining*. E. & F.N. Spon Ltd., London (1987): 478.
- [7] TESTER, J.W., Herzog, H.J. *Economic predictions for heat mining: a review and analysis of Hot Dry Rock (HDR) geothermal energy technology*, Final Report for the U.S. Department of Energy Geothermal Technology Division (1990): MIT-EL 90-001.
- [8] HEIDINGER, P., DORNSTÄDTER, J., FABRITIUS, A. *Recent results of a modified analytical heat-exchanger with respect to the financial characteristics of a HDR plant*. Proceedings of the EHDRA Scientific Conference, Soultz-sous-Forêts, France(2006).
- [9] KITSOU, O.I., HERZOG, H.J., AND TESTER, J.W. *Economic modeling of HDR enhanced geothermal systems*, Proceedings WGC 2000, Kyushu, Tohoku, Japan, 28 May–10 June(2000).
- [10] BECKERS, K.F., LUKAWSKI, M.Z., REBER, T.J., ANDERSON B.J., MOORE, M.C., AND TESTER, J.W. *Introducing GEOPHIRES v1.0: Software package for estimating leveled cost of electricity and/or heat from enhanced geothermal systems*, in Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on GRE, Stanford University, California, 11-13 February, SGP-TR-198, (2013).
- [11] See supplemental material for a detailed description of the GEOPHIRES model, including all equations and assumptions, and a table with all cost results for the 18 EGS scenarios (2014); http://ftp.aip.org/epaps/j_renewable_sustainable_energy/E-JRSEBH-6-036405/SupplementalMaterial.pdf (Accessed February 2015).

- [12] BECKERS, K.F. LUKAWSKI, M.Z. ANDERSON, B.J. et al. *Levelized costs of electricity and direct-use heat from Enhanced Geothermal Systems*. Journal of Renewable and Sustainable Energy 6, 1 (2014): 013141; <http://dx.doi.org/10.1063/1.4865575>
- [13] TESTER, J.W., ANDERSON, B.J., BATCHELOR, A.S., BLACKWELL, D.D., DIPIPO, R., DRAKE, E.M., GARNISH, J., LIVESAY, B., MOORE, M.C., NICHOLS, K., PETTY, S., TOKSÖZ, M.N., AND VEATCH, R.W. *The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st Century*. Massachusetts Institute of Technology (MIT), DOE DE-AC07-05ID14517, Final Report (2006). ISBN: 0-615-13438-6; <https://mitei.mit.edu/system/files/geothermal-energy-full.pdf> (Accessed February 2015).
- [14] GEODYNAMICS. *Annual report 2013-2014*. Geodynamics Limited, Australia (2014).
- [15] HEIDINGER, P. *Integral modelling and financial impact of the geothermal situation and power plant at Soultz-sous-Forêts*. Comptes Rendus Geoscience 342 (2010): 626-635; <http://dx.doi.org/10.1016/j.crte.2009.10.010>
- [16] GARNISH, J.D. *Background to the workshop*. Garnish, J.D. (Ed.), Proceedings of the First EEC/US Workshop on Geothermal Hot Dry Rock Technology, Geothermics 16, 323–330(1987)
- [17] LEGARTH, B.A., WOHLGEMUTH L. *Bohrtechnik und Bohrkosten für Sedimentgesteine*, Tagungsband 1. Fachkongress Geothermischer Strom, Neustadt-Glewe pp. 70–83(2009).
- [18] MINES, G., NATHWANI, J. *Estimated power generation costs for EGS*, in Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 11 February–13 February, 2013, SGP-TR-198, 2013.
- [19] AUGUSTINE, C., YOUNG, K.R., ANDERSON, A. *Updated U.S. Geothermal supply curve*, in Proceedings, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 1 February–3 February 2010, SGP-TR-191, 2010.
- [20] OPEN ENERGY INFORMATION; see http://en.openei.org/wiki/Transparent_Cost_Database for Transparent Cost Database (2014); (Accessed February 2015).
- [21] EIA, *Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040*, U.S., Energy Information Administration (2014); <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383%282014%29.pdf> (Accessed February 2015).
- [22] LOGAN, J., SULLIVAN, P., SHORT, W., BIRD, L., JAMES, T.L., SHAH, M.R. *Evaluating a proposed 20% national renewable portfolio standard*, Technical Report, NREL/TP-6A2-45161 (2009); <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45161.pdf> (Accessed February 2015).
- [23] *Capital Cost Recommendations for 2009 TEPPC Study*. Energy and Environmental Economics (2010); <http://slideplayer.com/slide/4895/> (Accessed February 2015).