



Universidad de Buenos Aires
Facultad de Ciencias Económicas
Escuela de Estudios de Posgrado



Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Económicas

Escuela de Estudios de Posgrado

MAESTRÍA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS DE BASE TECNOLÓGICA

TRABAJO FINAL DE MAESTRÍA

Análisis de factibilidad financiera, social y técnica de un proyecto de inversión de una planta geotérmica de 30 MW en Copahue, Neuquén, Argentina

PABLO ALBERTO LUCHETTI

DIRECTORES: ING. MG. ALEJANDRO BELJANSKY, y DR. (UBA)
GUSTAVO TAPIA

BUENOS AIRES, JUNIO, 2017

i

Dedicatoria

Dedico esta tesis a mi madre, a mi hermano, mis dos hijos, amigos, y profesores que he tenido a lo largo de mi vida académica, en Argentina y en Estados Unidos de Norteamérica, que han sabido forjarme como un estudiante primero y prepararme para la vida profesional y académica.

Agradecimientos

ii

Mis agradecimientos al Ingeniero Magister Alejandro Beljansky, y al Dr. (UBA) Gustavo Tapia, mis dos padrinos de esta tesis, que, sin el padrinazgo de ellos, su paciencia y empatía, la misma no hubiera sido posible realizarse.

INDICE

Resumen	9
Introducción	9
<u>CAPITULO I</u>-Metodología	11
Objetivos Principales y Secundarios	12

Resultados que se esperan del proyecto	12
Hipótesis e Hipótesis Nula	14
Metodología de la Investigación	13
Cronograma de la Tesis	15
<u>CAPITULO II</u>-Marco Teórico	17
Linea de Pensamiento (Line of Thought)	17
Escuela de Pensamiento (School of Thought)	18
Escuela Científica y Línea de Pensamiento	18
School of Thought and Line of Thought (ampliado)	19
La Tasa de Corte-Discusión	23
Beneficios Económicos del Proyecto	27
Tasa de Retorno Económica Interna (EIRR)	29
Análisis de Sensibilidad	29
Evaluación y Análisis Financiero (FIRR)	30
Resolución ENRE 0533/2016	33
Resoluciones, Leyes, Decretos y Actas	36
Hallazgos Principales de una Planta de Potencia Geotérmica	41
Flujo de Fondo (FF)-Análisis Financiero-Modelo JICA 1991	48
U\$S 2017	
Levelized Costo of Energy (LCOE)	55
<u>CAPITULO III</u>-Análisis del Impacto Ambiental,	67
Riesgo Sistémico y Beneficios de una Central Geotérmica	74
<u>CAPITULO IV</u>-Tecnidades del Potencial Calórico	81
Geotérmico y Beneficioc Socio-Economicos	
<u>CAPITULO V</u>-Aspectos Legales y Sociales	83
<u>CAPITULO VI</u>-Aspectos Financieros, sus Variables	86
y Temas Vinculados	

<u>CAPITULO VII</u>-Análisis II	97
<u>CAPITULO VIII</u>-Conclusiones	101
ANEXO	107

FIGURAS-TABLAS-FOTOS-GRAFICAS

Figura 1: Concepto de central geotérmica por condensación

Figura 2: Diferentes industrias basadas en la energía geotérmica

Figura 2.1: Capacidad de Potencia Geotérmica Mundial (MWe)

Figura 3: Capacidad de Potencia en MWe a Nivel Mundial de 1970 a 2020

Figura 4: Curva de carga Simplificado con fuentes de combustibles

Figura 5: Foto de una central geotérmica (60MW) en Islandia

Figura 6: Estación de Potencia Geotérmica en Nueva Zelanda

Figura 7: Diagrama de los roles de los stakeholders en un proyecto de energía geotérmica

Figura 8: Concepto y cálculo del LCOE

Figura 9: Suposiciones conservadoras y agresivas en el desarrollo de un campo hipotético geotérmico

Figura 10: Grafica de Tiempo vs. Producción de Energía (MW)

Figura 0.1: Costo del proyecto y perfil de riesgos en las diversas fases del desarrollo geotérmico

Tabla 1-A: Costos Económicos y Fluidos de los Beneficios (B) – Costos (C) del Beneficio Económico

Tabla 1-B: Suposiciones conservadoras y agresivas en los escenarios de desarrollo de un hipotético caso de un campo geotérmico

Figura 2-P: Escenario Conservador-Capacidad de Planta 30MW-Resultados Económicos

Tabla 3-1: Escenario Agresivo-Capacidad de Planta 90MW-Resultados Económicos

Figura 11: Costos de Exploración en millones de U\$\$ y su Riesgo

Tabla 1-C: Aceptación de lo establecido para una planta conservadora y otra agresiva en escenarios del desarrollo en un hipotético caso geotermal (30MW vs. 90MW)

Tabla 4-1: Payback

Tabla T-1: Tarifas por empresa, 2017, del valor de 1 kWh y Tarifa Social (pesos argentinos).

Figura 11: Costos de Exploración en millones de U\$\$ y su Riesgo.

Tabla CT-1: Costos de construcción estimados en U\$\$ 2017.

Tabla CT-2: Costos de construcción estimados en U\$\$ 2017 (por metro, día, tonelada, m², m³)

Grafica S-1: Riesgo Sistemático vs. Riesgo No-Sistemático

Tabla T-1: 2017. Tarifas con capacidad de suministro inferiores a 10 KW.

Tabla 1-C: Estimaciones para los escenarios Conservador y Agresivo de un Hipotético Campo Geotérmico.

Tabla P-1: Performance de Campo proyectada. Escenario Conservador. Resultados Económicos (30MW).

Tabla P-2: Escenario Agresivo. Resultados Económicos (90MW).

Grafico M-1: Años desde el “start-up” de la planta vs. Capacidad en MW y número de años. Escenario conservador (30MW).

Grafico M-2: Años vs. Capacidad en MW.

Tabla D-L: Desglose de los costos estimados en la construcción de una planta geotérmica U\$S 2017.

Tarifa CR-1: Cronograma de desembolso.

Tabla CT-1: Costo de construcción Estimado, Porción Foránea y Domestica U\$S 2017.

Tabla F-256: Análisis Financiero para calcular la TIRM y el VAN U\$S 2017.

Tabla 1-G: 2004. Cantidad de combustibles y porcentajes de la Producción de la Energía Mundial Total-

Tabla 2-G: 2004. Porcentaje y Producción Mundial de ER.

Tabla 3-G: 2004. Producción mundial de Electricidad en Base a Combustibles Fósiles.

Tabla 4-G: 2004. Producción de la Electricidad de países del OECD con ER.

Tabla 5-G: 2004. ER en EEUU.

Tabla 6-G: 2004. ER en Alemania.

Tabla 7-G: 2004. ER en China.

Tabla 4-F: Costos por plantas de energía “Operación Anual y Costos Anuales y Costos de Mantenimiento.”

Tabla D-1: Demora en años. Costos de exploración en U\$S/KW.

Tabla C-1: Costos de exploración geológica, geoquímica y geofísica en millones de dólares y Duración en años.

Tabla E-23: Costos de Exploración Estimados según varias empresas en U\$S 2017.

Tabla R-1: Diferentes tipos de Riesgo.

Diagrama 1: Años desde el Start-Up vs. Capacidad en MW y Numero de Pozos

Diagrama 2: Escenario Conservador (30MW)-Resultado Económico

Tabla 2: Escenario Conservador (30MW) -Resultado Económico

Tabla 3: Escenario Agresivo (90MW) y Resultado Económico

Tabla 4-A: Recupero

Tabla 5-A: Valor de la electricidad en Argentina-2017

Figura 11: Costos de Exploración en millones de U\$S y su riesgo

Resumen

Presentación del tema y objetivo general del trabajo

El tema principal es la energía geotérmica, sus ventajas y desventajas de productora de energía eléctrica para abastecer a una región y/o país, las etapas en la evaluación, si

un campo geotérmico es justificable o no explotarlo, a través de las herramientas que nos brinda un estudio de factibilidad financiera (TIR, TIRM, VAN), social (beneficios a la sociedad) y técnica (geológica, geofísica y geoquímica). Es indiscutible las ganancias que una central geotérmica generaría y el poco costo que incurriría.

El objetivo primordial del presente trabajo es comparar los estudios de factibilidad financiera, social y técnica, hechos por la Japanese International Cooperative Association (JICA) en 1991, en Copahue, Provincia del Neuquén, Argentina, con los datos y metodologías actuales, como ser la TIRM, y el VAN más que nada. En base a ello se concluirá si la factibilidad financiera sigue siendo posible o no. Es un trabajo descriptivo de que, si un proyecto geotérmico es factible financieramente, con moneda dura llevados de U\$S del 1991 al 2017.

En lo social, el proyecto ha venido siendo rechazado durante los últimos 26 años por razones totalmente falta de pruebas fehacientes, en donde el miedo prevalece más que la razón entre los lugareños de Caviahue.

La geotermia entra dentro de las conocidas como energías alternativas y renovables, como ser la eólica, solar, mareomotriz y otras. Está siendo muy explotada por los países emergentes y en vías de desarrollo, pero en Argentina no es muy conocida y no existe ninguna central geotérmica en funcionamiento. El alcance teórico es netamente una investigación descriptiva, explicándose los pasos a seguir, basándose en el Reporte de JICA, tanto en el marco financiero, social y técnico, agregándose datos actuales y más vigentes al Siglo XXI. La metodología a seguir es de características financieras, con variables financieras, como ser la Tasa Interna de Retorno o de Rentabilidad (TIR), la TIR Modificada, y el Valor Actual Neto (VAN), como así también el “Capital Asset Pricing Model” (CAPM), el Costo de Capital, “Weighted Average Cost of Capital” (WACC), BETA, formuleos, y otras variables financieras, a explicar en su momento. A esto se le suma un análisis cualitativo social del proyecto.

También se realizará un análisis de sensibilidad, y se aplicaran métodos para el estudio de riesgo sistémico, haciendo énfasis en la variabilidad de beta.

Introducción

Este trabajo de maestría (Tesina), que responde a la de una maestría en administración de empresas de base tecnológica (MBA-EBT) de la Universidad de Buenos Aires (UBA), pretende explicar mediante una investigación descriptiva, y con metodologías del ámbito financiero, si un proyecto de una planta o central geotérmica de 30 MW es viable desde un punto de vista financiero, social y técnico.

Dicho proyecto, se basará en el Reporte de JICA de 1991, y datos obtenidos del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino vigente, como así también del mercado eléctrico mayorista argentino (MEM) (utilities/electricity/power) en los Estados Unidos

(EEUU) actual., y con ejemplos de otras partes del mundo en donde la energía geotérmica es la primera generadora de la energía eléctrica (ejemplo, Filipinas)

El mismo versara sobre la parte técnica del proyecto, es decir, el aspecto geológico, explicando que es la geotermia, sus características geológicas, geofísicas y geoquímicas. Segundo, se hará un análisis social basado en información obtenida de los pobladores de Cavihue de manera indirecta. Tercero, se entrará a analizar y calcular las variables financieras descritas en parte en el Resumen, para ver la viabilidad de dicho proyecto de 30 Megavatios (MW).

CAPITULO I – METODOLOGIA

Razón del Tema

En el mundo civilizado y del primer mundo, las energías renovables han sido ya notadas en sus valores científicos, sociales, económicos, financieros, ambientales y la creación de nuevas fuentes de trabajo. Estas energías renovables (ER), a ser: eólica, solar, hidroeléctrica, geotermal, mareomotriz y otras en desarrollo, han cobrado tremenda importancia desde los años 70s, en donde gobiernos como los europeos, los de Estados Unidos de Norteamérica (EEUU), Canadá, Australia, Japón, Rusia, Chile, Filipinas, Sumatra, Nueva Zelanda, países que conforman el “Circulo de Fuego” alrededor del Océano Pacífico, y sus respectivos gobernantes, han visto la manera de abaratar costos en la producción de electricidad para distribuir en sus respectivos países, crear nuevas fuentes de laboreo y mejorar la energía económica, al ir independizándose de los combustibles fósiles.

En la Argentina, las dos únicas energías existentes de ER son la eólica y la solar, pero ni siquiera son significativas en su producción. Rastreando la literatura en cuanto a la energía geotérmica en Argentina, hay más de una decena de campos geotérmicos que podrían ser explorados y explotados, ayudando a los problemas energéticos del país y su dependencia de los combustibles fósiles.

Es por ello que se eligió una zona en el país para investigar, llamada Copahue-Caviahue, en la provincia del Neuquén. Allí, la “Japanese International Cooperation Agency” (JICA), en 1991, condujo todas las etapas que se refieren a: i) exploración geológica, geoquímica, geofísica, ii) localización de la fuente calórica, iii) años de vida útil, iv) factibilidad como fuente calórica, v) evaluación del impacto ambiental, vi) impacto económico y social en la zona mencionada, vii) factibilidad financiera.

Los estudios salieron muy positivos, resultando que todas las variables antes mencionadas eran todas aptas para empezar las obras de una central geotérmica de 30MW. JICA explico que los impactos ambientales serian fácilmente mitigados, como los gases salidos del pozo geotermal en forma de ácido sulfhídrico (H₂S).

De todos modos, los lugareños, años tras años, durante los últimos 26 años, han venido rechazando dicho proyecto tan promisorio, alegando contaminación de su fuente de agua dulce, lago Las Mellizas, el H₂S, el ruido proveniente de la turbina y el generador, además, alegaban o alegan, que una central geotérmica se puede colocar en “piloto automático”, (cosa que no es cierta), quitándole trabajos a los lugareños.

Otro motivo que defienden los lugareños, es que una central geotérmica de apenas 30MW (apenas es mediana) va a destruir su mayor industria que es la del turismo.

Se han perdido oportunidades en manos de inversores como el banco Interamericano de Desarrollo (BID), Geothermal One (australiana) y otras más, con inversiones que

promediaban los U\$\$ 100 millones de dólares, que hubieran cubierto todo el proyecto, por audiencias públicas carentes de fundamentos científicos, lógicos y coherentes.

La energía geotérmica esta para quedarse en el mundo de hoy, para seguir dando fuentes de trabajo, independización de los combustibles fósiles, mayor input de energía eléctrica interconectada a la SIN de los respectivos países, y para el bienestar general, ya que también es una energía limpia, barata y constante su flujo calórico las 24 horas del día, no como la solar o eólica que dependen de la luz solar diaria y de si los vientos soplan o no.

Es por estos temas discutidos aquí, que el susodicho maestrando ha elegido este tópico, para rever lo hecho por JICA en 1991 en cuanto a su análisis económico y financiero, ambiental y social. Cabe agregar, que el susodicho, también trajo ejemplos de otras partes del mundo (EEUU, Filipinas, etc.) para demostrar el éxito tenido allí por esta energía geotérmica (Luchetti, P.,2017)

Objetivos

Objetivo Principal y Secundario

Objetivo Principal

Determinar la factibilidad financiera de la planta geotérmica en la localidad de Copahue-Caviahue, Provincia del Neuquén, Argentina, de producción de energía calórica y su generación de electricidad (Megavatios-MW), y sus implicancias sociales.

Objetivos Secundarios

- a) Indicar y evaluar el comportamiento de las principales variables socio-económicas que inciden en el resultado de construcción de la central geotérmica que se proyecta.
- b) Enunciar y cuantificar los factores determinantes para llevar adelante el proyecto en el ámbito técnico, social, y económico.

Resultados que se esperan del proyecto

- a) Conveniencia de llevar adelante una inversión de esta naturaleza.
- b) Comparar con precios con otras energías renovables (ER), y concluir si es conveniente realizar el proyecto de la central geotérmica en el presente o en el futuro mediante.
- c) Relacionar los posibles logros con sus impactos en materia económica, social, y ambiental.

- d) Otros tópicos de interés (por ejemplo, hipotético desarrollo sostenible de una central geotérmica de 30MW versus 90MW y sus fundamentos económicos (descuento de la diversidad en la inversión-DROI, sus siglas en ingles).

Hipótesis e Hipótesis Nula (H) e (HN)

Hipótesis (H): “la energía geotérmica provee energía eléctrico barata, las 24 horas del día a diferencia de la solar y eólica y otras (mareomotriz). Produciría un impacto muy favorable en lo productivo en la generación de electricidad para el país, fuentes de trabajos a nivel nacional y local, independencia de los combustibles fósiles, impactos ambientales muy fáciles de mitigar.”

Hipótesis Nula (HN): “la energía geotérmica es una inversión no justificable ni del punto económico, financiero, ambiental ni social, y da terribles perdidas y cero de ganancias y es una ruina y desgracia para el país y puede llevar a este a la quiebra y provocar estallidos sociales y contaminar toda el agua potable de la Provincia de Neuquén y aniquilar a toda la población neuquina.”

Metodología de la Investigación

En pos de la “Metodología de la Investigación” se utilizará “El Método Científico.” La (H) y la (HN) ya han sido definidas y expuestas.

Con el siguiente diagrama se intentará explicar el camino a seguir en esta metodología:

“Hipótesis => Deducción -> Predicciones -> Observaciones -> Test de Predicciones -> Inducción -> Hipótesis

Este es un proceso de investigación para que se puedan sacar conclusiones, que reflejen al mundo real de la mejor manera posible. Tomando el significado de “Metodología”, que viene del griego, se refiere a la “explicación” de como uno va a realizar una cierta investigación. Y para definir Diseño de Investigación, diremos: “...para el desarrollo de este tema señalamos que el diseño es un conjunto de estrategias procedimentales y metodologías definidas y elaboradas previamente para desarrollar el proceso de investigación. ... En efecto, diremos que es un plan, estructura y estrategia de la investigación” Recuperado de:

<http://tesis-investigacion-cientifica.blogspot.com.ar/2013/08/concepto-de-diseno-de-investigacion.html>

Por ende, primero es un plan: establecer objetivos primarios y secundarios, una hipótesis; luego, tiene una estructura, como ser: plantear el problema, los objetivos, la hipótesis, aplicar el tipo de tesis (comparativa, descriptiva, cualitativa, etc.), muestreo, trabajo de campo, o laboratorio, observaciones, conclusiones; y finalmente estrategia: como vamos a analizar los datos, de donde vamos a sacar los datos, que tipo de muestreo, tesis cuantitativa o cualitativa.

Por lo de arriba, vamos a adjudicarle a cada uno de los “pasos” del Diseño de Investigación, lo siguiente:

- 1- **Plan:** diseñar un camino para aceptar o refutar si las centrales geotérmicas valen la pena su inversión en millones de dolares, a traves de un esquema general o programa de investigación.
- 2- **Estructura:** a grandes rasgos, objetivos, hipótesis, muestreo, observaciones, conclusiones. Se acepta o se rechaza la hipótesis. Tambien se lo conoce como Modelo de las Operaciones Viabiles.
- 3- **Estrategia:** para esta tesis, juntar información del Reporte JICA (1991) y utilizar las variables financieras, más que nada la TIRM y el VAN, para observar si el proyecto de inversión debe rechazarse o no. Una definición para “estrategia” seria: el método para recopilar y analizar los datos, para dar una respuesta a la pregunta del estudio.
- 4- Se llevan todos los valores en U\$S de 1991 a U\$S 2017, y de allí, calcular la TIRM y el VAN.
- 5- Al ser una tesis descriptiva y comparativa, con mucha información bibliográfica, se comparan centrales geotérmicas de otros países, surgentes y del primer mundo, y se comparan los respectivos costos de operación y mantenimiento, de perforacion de pozos exploratorios, etc., para comparar con los datos obtenidos de la central proyectada a realizarse en Copahue-Caviahue y llegar a la conclusión si dicha inversión es viable o no.
- 6- A esta conclusión, se le agregan las discusiones del impacto ambiental, leyes argentinas sobre el tema, políticas publicas si vienen al caso, y afines. Todo eso aparte, en otro capitulo.

Hipótesis

Es una explicación sugerida de un fenómeno, en este caso, a los beneficios de una central geotérmica en Copahue-Caviahue, Neuquén, Argentina.

Hipótesis Nula

Es una hipótesis que el investigador (maestrando) tratara de refutar. En esta tesina, las centrales geotérmicas solo dan perdida, contaminan el medio ambiente, y no producen ningún impacto positivo económico, financiero ni social, ni para el país entero.

Variables

Las variables van a ser la TIRM, el VAN, el WACC y el CAPM. Todas ellas financieras más que nada. Se hablará de la parte técnica (geología), y las variables sociales y ambientales.

Sacar Conclusiones

Esta depende de varios factores del proceso de investigación, no solo en que el investigador (maestrando) obtuvo el resultado esperado. Tiene que estar basada en la

validez y fiabilidad de la medición: cuan buena fue la medida en reflejar el mundo real y que más podría haber afectado los resultados.

Generalización

Esta significa en que medida se aplican al mundo real la investigación y las conclusiones de la investigación. No siempre sucede que una buena investigación refleja el mundo real, ya que solo se puede medir una pequeña porción de la población a la vez (por ejemplo, centrales geotérmicas en diversas partes del mundo).

Generalizaciones en la Investigación (esquema)

1-Observaciones → Test de Hipótesis → Conclusiones para una Entera Población

2-Descripción del Estudio → Posibles Implicaciones → Sugerencias para Futuros Estudios y Nuevas Preguntas

3-Resultados y Data (omitido en esta tesina ya que no se utilizan programas estadísticos como SASS, Python, Lenguaje R, etc.).

4-Testeando el Ambiente → Evaluación-Estudio/s de Sesgos/Errores?==> Fenómenos en el Mundo Real

Validez y Fiabilidad:

La Validez se refiere al grado en que la investigación refleja el problema de investigación determinado, mientras que la Fiabilidad se refiere a la consistencia de un conjunto de mediciones” (TIRM, VAN, CAPM, WACC, centrales exitosas en el mundo, etc.).

Shuttleworth, M. (2008). Validez y Fiabilidad. 2017. Recuperado de: <https://explorable.com/es/validez-y-fiabilidad>

Cronograma de la Tesis/Tesina

Julio 2016: elección del tópico.

Julio-agosto 2016: materia del MBA-EBT como redactar una tesis de maestría (Ferraro y De Simone).

Junio/Julio 2016: elección de los dos padrinos de tesis.

Julio 2016 hasta septiembre 2017: búsqueda de información y lectura, en español e inglés, libros y papers.

Fines del 2016 hasta el Presente: constante comunicación con ambos padrinos de tesis.

Julio 2017: comienzo de la escritura del primer borrador de la tesina.

Agosto 2017: entrega del primer borrador de la tesina.

Agosto 2017: devolución del primer borrador de la tesina.

Septiembre 2017-noviembre 2017: corrección del primer borrador/es de la tesina con las sugerencias dadas por ambos padrinos de tesis.

Fecha Ideal para Defender Tesis: antes de diciembre 2017, o, durante diciembre 2017.

Que se espera de la Investigación Comparativa

Se espera refutar la Hipótesis Nula.

Síntesis de los Objetivos Transicionales

En un caso hipotético, entre dos inversiones de dos centrales geotérmicas, una de 30MW y otra de 90MW, el autor del “paper” Lovekin, James, (2000), explica la Economía detrás de su postura que es posible obtener un Desarrollo Sostenible Geotermal con la central de 90MW. Realiza un desarrollo Conservativo (30MW) y otro Agresivo (90MW). En una planilla usa los valores a 30 años de vida útil para:

Venta de la Electricidad, ganancias, O&M anuales, costo de los pozos accesorios, exploratorios y de producción y otras variables más, y el Costo del Capital Total para la inversión de la central de 30MW es de U\$S 74.000.000, contra el de 90MW que es U\$S 204.000.000 En resumidas cuentas, el resultado final del Retorno sobre la Inversión Descontado (DROI por sus siglas en inglés) es de 53,0% para el de 30MW y 54,3% para el de 90MW, evidenciando que una central geotérmica mayor en capacidad va a rendir más en su vida útil, aun siendo su inversión U\$S 130.000.000 mayor para la de 90MW versus la de 30MW.

Este tema será analizado más adelante.

CAPITULO 2-MARCO TEORICO

Descripción del Tema-Línea de Pensamiento-Escuela de Pensamiento

Cabe acotar que esta tesina se apoya en ideas de base de la Ecología Económica como primer argumento, luego seguirán los temas pertinentes a los de administración de empresas (TIRM, VAN, WACC, etc.). En el territorio argentino existen, fueron explorados, y son viables, fuentes calóricas que pueden transformarse en centrales geotérmicas proveyendo al país de energía, pura, limpia, barata, y de costos muy bajos de operación y mantenimiento, para proveer de energía eléctrica a cientos de miles de habitantes del territorio argentino (EPEN, 2015).

En la Argentina existen más de 300 puntos de interés geotérmico, en sólo 4 de ellos podría generarse energía eléctrica con este recurso, a saber: Copahue (Neuquén), Domuyo (Neuquén), Tuzgle (Jujuy) y Valle del Cura (San Juan). De todos ellos, es el de Copahue el que más ha recibido atención desde 1991 con JICA, y más recientemente, 2010, 2014, 2015, 2016, con empresas extranjeras, entre ellas una australiana, Geothermal One, Inc. (EPEN, 2015)

En Copahue, en base a los estudios hechos por JICA, podría construirse una central geotérmica de 30 MW, que abastecería a 78.000 personas de electricidad. La inversión inicial en una central geotérmica es elevada, la de Copahue se estima entre 100 y 120 millones de dólares (UD\$), para luego ir amortizándose en 25 a 30 años de vida útil y con ganancias (JICA, 1991).

La justicia de Zapala, en 2010, dispuso la suspensión de toda actividad de exploración, explotación, construcción, u operación relacionada con el proyecto Geotérmico Copahue, que iba a ser financiado con un 70% por el BID y 30% por otros inversores. Dentro de los argumentos, se apuntó a evitar la afectación de derechos de incidencia colectiva y a preservar los recursos naturales vitales para el ser humano, como la autoprotección de la actual generación y de las futuras generaciones. Ejemplos de estas son la actividad turística, principal motor de la economía zonal. También se argumentó la contaminación del medio ambiente y daño ecológico debido al uso de la central geotérmica en la explotación de minerales en la zona y alrededores, contaminando la capa freática y afectando a los lugareños. En contraposición, la tecnología geotérmica en otras partes del mundo, provee energía eléctrica a bajo costo. Las ventajas son: energía local, limpia, potencial de recurso de larga vida (30 a 50 años), amplio rango de potencia, de 200kW a 1200 MW (California, EEUU), modularidad, longevidad de la planta geotérmica (20 a 30 años), alta disponibilidad de 95 a 99% para plantas geotérmicas modernas comparado a 80 a 85% de plantas convencionales, usos combinados para abaratar costos, bajos costos de operación y mantenimiento anuales, 5 a 8% de los costos de capital, iguales que para una planta convencional.

El actual costo para la generación de un típico sistema geotérmico, varía de UD\$ 0,05 a UD\$ 0,08 / kWh, que son competitivos con los recursos convencionales en algunas partes del mundo.

En cuanto a la fase de la factibilidad financiera y técnica, ambos dan positivos en base a JICA, tanto el VAN y la TIR dan valores positivos y la geología es ideal en este campo geotérmico. De concretarse, Copahue, sería la primera central geotérmica en el país.

El tema estudiado consistió en la búsqueda de material bibliográfico en cuanto a tópicos de finanzas corporativas, y dentro de estas, los proyectos de inversión con énfasis en el aspecto de factibilidad financiera. Un caso hipotético fue explicado para hacer ver el desarrollo sostenible que esta energía posee.

El presente trabajo fue realizado por el que escribe, como tesis final de su maestría en administración de empresas de base tecnológica (MBA-EBT). Material bibliográfico en español e inglés, papers en inglés y español, e información obtenida de manera digital de sitios calificados (Department of Energy of the United States, CAMMESA, ENRE, MEM, etc) fueron utilizados como material de consulta, siempre con la estructura básica del Reporte de JICA.

Escuela Científica y Línea de Pensamiento

Al pensar en una Escuela Científica, lo que se nos viene a la mente son las Ciencias Económicas tradicionales y la Ecología. La Economía Clásica no presta mucha atención en el cambio climático, emisión de gases de efecto invernadero, erupciones volcánicas, tsunamis, terremotos, y afines, con tal que se maximicen las ganancias de los accionistas está todo perfecto. La Economía Ambiental busca los mismos fines, la maximización de los ingresos, con muy poca atención a la perturbación de los sistemas ecológicos, ecosistemas, especies de la flora y de la fauna que van extinguiéndose día a día, año a año, a través de la deforestación para abrir paso a las actividades mineras, petroleras, inversiones inmobiliarias y parecidas actividades que lo único que buscan es enriquecerse olvidándose de la madre Tierra, en donde se agotan a ratios abismales los recursos naturales y aumentan exponencialmente la polución de ríos, mares, océanos, suelos, y todo lo perteneciente a la vida. Es por ello que la Energía Geotérmica es una de las tantas alternativas para generar energía, y de allí, transformarla en energía eléctrica. Podríamos encuadrar a las Energías Renovables (ER) dentro de la **Ecología Económica**, pero vayamos por partes. Definamos que es cada término, **Economía**: es el estudio de cómo los humanos se ganan la vida, y cómo satisfacen sus necesidades y deseos. **Ecología**: puede definirse como el estudio de las relaciones de animales y plantas con sus hábitats ambientales orgánicos e inorgánicos. **Ecología Económica**: es el estudio de las relaciones entre las gestiones internas humanas y las gestiones internas de la naturaleza.

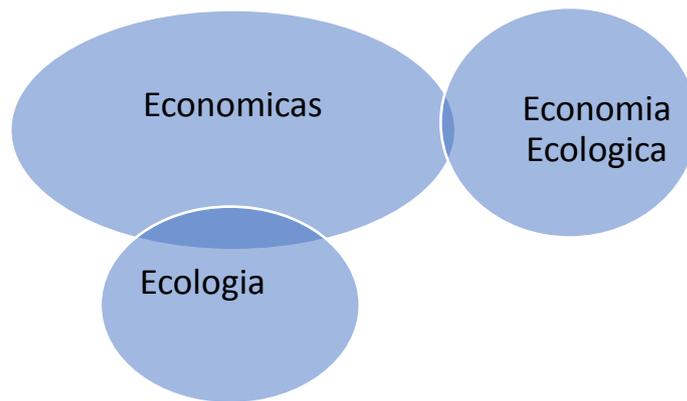


Figura 1-X Diagrama mostrando la Intersección de la Economía con la Ecología.

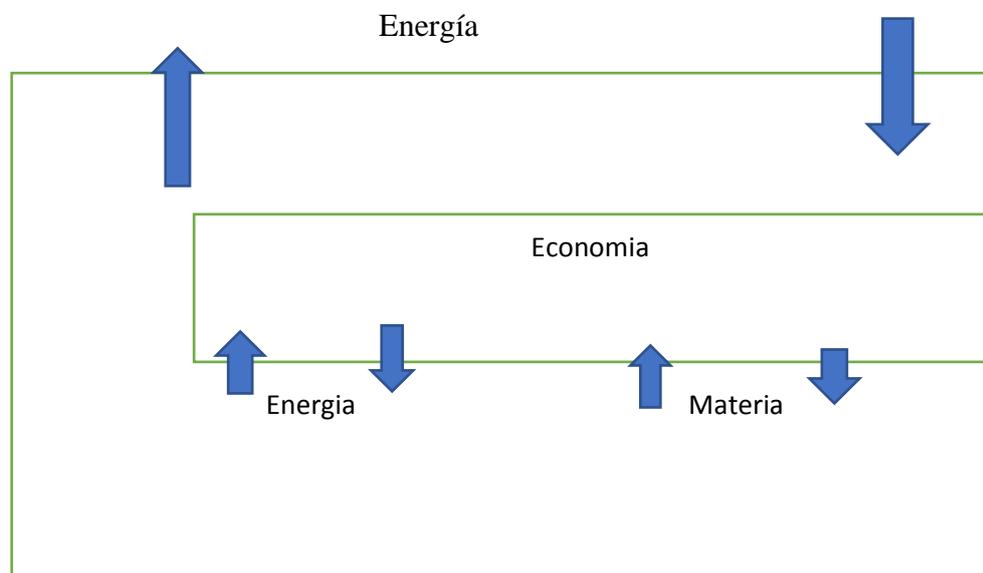


Figura 2-X Esquema mostrando el Intercambio de Materia y Energía entre el Medioambiente y la Energía, y la Economía y la Energía.

Escuela y Línea de Pensamiento (“School of Thought & Line of Thought”) Ampliado

Los humanos somos una especie especial de animales, y dentro de ese sentido, con las definiciones ya descritas, el campo de estudio de economía es un subconjunto del de la ecología. De todos modos, los humanos al ser una especie especial de animales como dicho anteriormente, mayormente diferenciándose por su capacidad de interactuar socialmente entre individuos, y su actividad económica es ahora muy distintivamente diferente de la de otros animales. En vez de ser uno el subconjunto del otro, las ciencias económicas y la ecología son disciplinas cuales sus materias principales se supe posicionan, y, como muestra la Figura 1-X, la ecología económica

es donde se superponen. La Figura 2-X, es un resumen de las relaciones esenciales entre economía y sistemas ecológicos. Mientras la Figura 1-X se trata de campos de estudio, la Figura 2-X en los sistemas de interés. En “ella” la Economía es la economía mundial tratada como un sistema único, y el Medioambiente es el ambiente natural entero en toda su magnitud, el planeta Tierra. La economía está situada dentro del medioambiente, e intercambia energía y materia con él. Para ganarse su existencia, los humanos extraen varios tipos de “cosas” muy valiosas, como ser petróleo, oro, madera, etc., del medioambiente. Los humanos, también devuelven al medioambiente diversos materiales tóxicos, como dióxido de sulfuro, dióxido de carbono de quemar petróleo, por ejemplo. El medioambiente de los humanos, el planeta Tierra, el mismo posee un ambiente, que es el resto del universo. La actividad económica humana siempre ha estado involucrada con los cambios e intercambios entre materia y energía con el medio ambiente mostrada en la Figura 2-X. Sería imposible para los humanos de satisfacer las necesidades sin interactuar con la naturaleza. Por gran parte de la historia humana, debido a que había pocos humanos aun, el nivel de interacción aun no afectaba mucho el funcionamiento del medioambiente, excepto localmente. De todos modos, en las últimas tres centurias, la magnitud de dicha interacción ha ido incrementándose muy rápidamente. La escala global de la actividad económica humana es ahora tal que los niveles de extracciones de y sus inserciones dentro del medioambiente afecta el modo que este último trabaja. Cambios en el medioambiente, como trabaja, lo afecta dramáticamente, que a su vez afecta a la economía. Se dice que estos dos sistemas son un sistema conjunto. (Common, M. & Stagle, S., 2009.)

La Línea o Escuela de Pensamiento (“School of Thought”), es que el uso indiscriminado de los recursos naturales no-renovables, como el de los combustibles fósiles en los últimos doscientos años, ha incrementado de manera antropogénica los GEI, más que nada al CO₂, elevando la temperatura del planeta Tierra y causando un **calentamiento global**, que ya se nota, con el derretimiento de los hielos eternos en el Ártico y la Antártica, la pérdida de fauna en esas altas latitudes, subida del nivel del mar, huracanes cada vez más intensos, como así los tifones en Asia, polución de la atmosfera, y mucho más.

Los países del primer mundo, menos los EEUU, y varios países emergentes, están abrazando con mucho ahínco a las energías renovables, como ser más que nada la biomasa, solar, eólica, y la geotérmica. Estas ER reducirían la cantidad de GEI y podría llegar a bajar la temperatura del planeta Tierra, si es que ya no es muy tarde. Cuando la temperatura promedio del planeta Tierra suba hasta los 6 Celsius, nuestro planeta sufrirá las consecuencias más catastróficas y apocalípticas jamás vistas en tiempos modernos. De todas formas, son todos modelos matemáticos meteorológicos, y los científicos tampoco saben cuándo sucederá, algunos hablan del 2100 como una posibilidad, pero tampoco posee un grado de certeza muy elevado, son pronósticos.

Fuente: Documental de la National Geographic, 2011.

La Eco-Economía

Lester R. Brown, americano, presidente del Earth Policy Institute, una ONG en Washington DC, EEUU, y fundador y presidente de Worldwatch Instituto, acuña el término de la “Eco-Economía”. Brown argumenta que, si el medioambiente es parte de la economía, o, si la economía es parte del medioambiente. Brown, agrega, que el tratamiento del medioambiente como parte de la economía, ha producido una economía que está destruyendo los sistemas naturales de soporte. Brown es optimista en que, como el describe, como reestructurar la economía global para hacerla más compatible con los ecosistemas de la Tierra, tal que el progreso económico pueda continuar. En la nueva economía, los campos de viento reemplazan a las minas de carbón, las células usando hidrogeno como combustible reemplazan a las maquinas a combustión interna, y las ciudades son diseñadas para humanos no para autos.

Brown, añade, que los científicos ambientalistas evalúan los efectos de proyectos (Banco Mundial). Brown, agrega, que ese es el problema, que los proyectos son evaluados una vez que paso antes por un comité de economistas, y que estos han decidido que inversiones son las que hay que hacer. Tal vez sería mucho mejor si los científicos ambientalistas puedan sugerir pasos para reducir el impacto y daño ambiental de los proyectos seleccionados por los economistas.

Una economía es sostenible solamente si respeta los principios de la ecología (Brown, 2000). Estos principios son tan reales como esos de la aerodinámica. Si un avión se ha fabricado para volar, entonces, si la economía es mantener el progreso, tiene que satisfacer los principios básicos de la ecología. Si no los respeta, el sistema colapsara. ¿Cuáles son las chances que un economista no entrenado en ecología pueda independientemente diseñar proyectos que colectivamente pueda construir una economía que sea ambientalmente sostenible? No muy altas. Lo mismo se puede decir de todos los tomadores de decisiones economistas, como planeadores corporativos, hacedores de leyes gubernamentales, e inversores del sector bancario. Resume Brown, que una economía, o es sostenible, o, no lo es.

(Brown, L. R., 2001)

Relevancia

La relevancia, más allá del contexto técnico que es puramente geológico, llevando solamente el carácter de introductorio, ya que esta maestría se trata de administración de empresas, y en este trabajo, se tratara de debatir las herramientas financieras aplicadas a un proyecto de inversión en donde las variables financieras son más elocuentes que las de las ciencias de la tierra, pasando estas últimas a una posición anecdótica y de base con apoyo científico a un tema de administración de negocios.

La relevancia de esta tesis de un MBA-EBT, es la de usar las herramientas financieras para calcular el Costo de Capital Propios (CAPM) o Tasa de Rentabilidad

(o Tasa de Retorno de una Inversión de Riesgo Similar), el Costo del Equity, el WACC, que considera la Tasa de Capital Propio y de Endeudamiento (ponderados), Beta del Equity, Estructura de Endeudamiento y de la del Capital Propio, Tasa de Rentabilidad, Beta Despalancado de las empresas de EEUU y la TIRM.

A esta altura de la humanidad, la primera variable de ajuste es la ecológica, en donde se crean nuevas fuentes de energía renovables, más limpias, con menos emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmosfera, producción a largo plazo (30 años) y a muy bajo costo las energías renovables (EG). Mas adelante, se verá que de todas las energías ya sean estas renovables o no renovables, la energía geotérmica es la que tiene un costo muy bajo de O&M, no utiliza combustibles fósiles, funciona produciendo calor del subsuelo las 24 horas del día y los 365 del año, se amortiza muy rápidamente, y se puede colocar en modo automatizado. Además, es una energía limpia, y sus impactos ambientales son de fácil y rápida mitigación.

Basados en estas herramientas, B/C, TIRM y VAN, se fundamenta la inversión de una central geotérmica, la primera en el país de 30MW, generando electricidad barata, de bajos costos, disponible a más de 80.000 personas y generando ganancias a los lugareños y ayudando a las economías locales. Habría que sumar los bonos de carbono que podrían dejar aproximadamente cerca de U\$S 7 millones de dólares para los habitantes de Copahue-Caviahue, suma que los lugareños no ven luego de 26 años de rechazar proyecto tras proyecto por ignorancia colectiva.

Decisiones de Inversion-Discusión y Teoría en General

Las teorías de las finanzas corporativas indican que el objetivo de toda empresa es maximizar el valor de la firma para el accionista. De todas formas, existe una relación entre la rentabilidad esperada de una inversión y el riesgo de la misma. Cuanto mayor sea la rentabilidad exigida a una inversión, mayor será el riesgo de la misma. Una definición acertada sería: “Maximizar el valor de la firma, sujeta al riesgo que los accionistas estén dispuestos a afrontar.

Con esto en mente, es necesario contar con algunas herramientas que permita tomar decisiones de inversiones acertadas y acordes con el perfil de riesgo de la empresa. Aquí, la metodología del Flujo de Fondos descontados (FF), utilizada en la evaluación económica y financiera de proyectos de inversión, plantea la utilización de una “Tasa de Corte” como una rentabilidad mínima exigida al negocio.

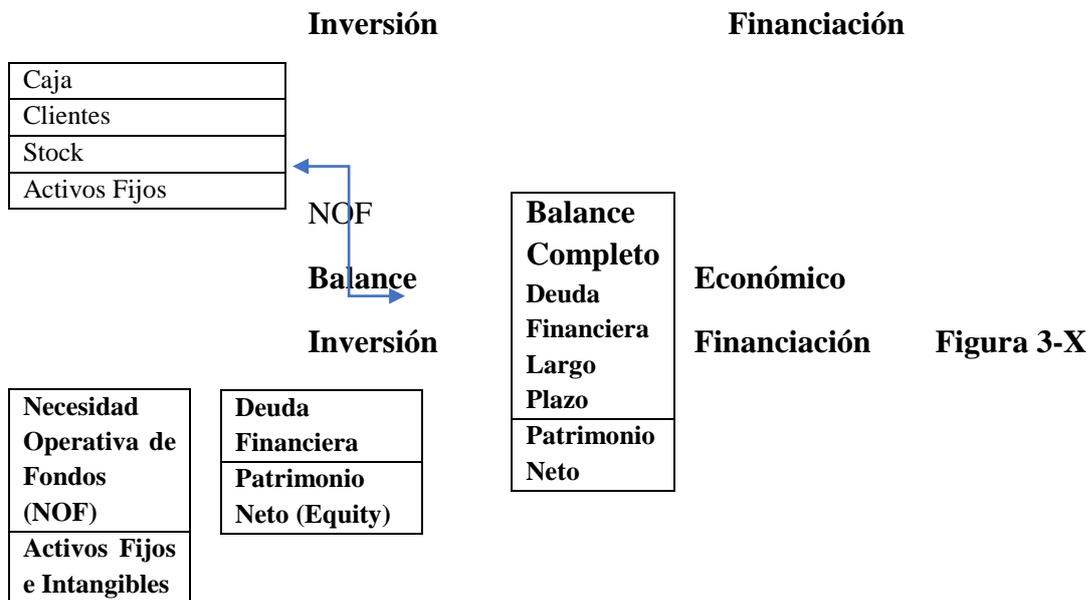
Si tomamos en cuenta el valor del tiempo del dinero, por el cual preferimos recibir un dólar (U\$S) hoy en vez de un dólar mañana, el VAN-Valor Actual Neto- permitiría obtener un valor actualizado por la “Tasa de Corte”, de los FF futuros esperados al momento actual deducida la inversión inicial. Si la rentabilidad del mismo, medida por la TIR-Tasa Interna de Retorno-es mayor a la tasa exigida, es de esperar, salvo algunas excepciones, que el VAN sea positivo y la inversión sea factible.

La Tasa de Corte-discusión (acorde a la Argentina del 2004)

Considerando las diferentes fuentes de riesgos en la evaluación de proyectos de inversión, tal vez la discusión más importante sea como calcular la “Tasa de Corte”, y cuáles deberían ser sus componentes. Aún más, tomando un escenario de alta volatilidad, con tasas de riesgo país muy altas, como siempre lo hubo en la Argentina en “default” o no, la pregunta radica en, “¿es correcto utilizar la misma tasa de descuento para todos los flujos, o, se debería contar con tasas distintas para cada año?”

La teoría financiera no está en condiciones de dar una respuesta hasta el momento, pero se podría basar en los modelos teóricos existentes en la búsqueda de una solución aplicable. Específicamente, se presenta una metodología adaptada del WACC-Weighted Average Costo of Capital, o, Costo Promedio Ponderado del Capital, el cual es una medida del costo del financiamiento de los proyectos de inversión. Así, si el proyecto de inversión requiere de una combinación de deuda y capital propio tal que el costo financiero a afrontar fuera del 35%, y la rentabilidad esperada del proyecto fuera del 30%, muy interesante en la Argentina, uno se da cuenta que el mismo debería ser rechazado.

Componentes del Costo Promedio Ponderado del Capital



$$\text{NOF} = \text{Caja} + \text{Clientes} + \text{Stock} - \text{Deuda No Financieras}$$

El “Balance Económico”, considera que todas las inversiones de corto plazo, NOF o Capital de Trabajo, y las de largo plazo, Activos Fijos e Intangibles, realizadas en un proyecto de inversión, son iguales a la sumatoria de los dos tipos de financiamiento con los cuales cuenta la empresa: deuda Financiera (D), y Capital Propio o Equity (E). La

sumatoria de dichas fuentes (V) representa la estructura de capital del proyecto considerado, siendo $V = D + E$

Si se analizan más detalladamente las componentes del financiamiento, se podría observar que la deuda de terceros (D) es menos riesgosa que el capital propio (E) y, por ende, la rentabilidad exigida por un inversionista al negocio, K_e , casi siempre, será mayor al costo de la deuda medido por la tasa de interés (K_d). Esto se debe, porque los acreedores siempre tienen derecho a cobro antes que los accionistas, realizan cuidadosos análisis de riesgo crediticio antes de determinar la tasa a la cual prestan, etc., y, además, dado que los intereses se descuentan de impuestos el costo marginal de la deuda disminuye por el “Escudo Fiscal” o “Tax Shield”, dado por la tasa marginal de impuestos a las ganancias; impuesto a las ganancias dividido por el beneficio antes de impuestos. En cambio, el inversionista es socio del proyecto y por lo tanto solo cobra si el negocio funciona.

A través del WACC, se busca obtener el costo promedio ponderante del capital, es decir la combinación del costo de la deuda financiera (K_d) que requiere el proyecto, neta del beneficio impositivo de los intereses, conocido como “Tax Shield” o “Escudo Fiscal”, ponderada por la participación de la misma en la estructura del capital (D/V) y el costo del capital propio (K_e), ponderado por su participación en dicha estructura (E/V).

$$WACC = K_d * (1 - T) * D/V + K_e * E/V$$

Siendo:

D: Deuda Financiera a Valor de Mercado.

E: Valor de Mercado del Equity de la Empresa.

$$V = D + E.$$

$K_d * (1 - T)$ = Costo marginal de la deuda, neto del Efecto Impositivo.

$K_e = CAPM$ = Rentabilidad exigida al Proyecto por el Accionista.

Un error común en este cálculo, es tomar la Deuda y el Equity a valores contables. La forma correcta es tomar valores de mercado. Por un lado, el valor actual de la Deuda y, por el otro, el valor del equity que, para empresas que cotizan en bolsa, se representan por la Capitalización Bursátil (Precio de Mercado de la Acción * Cantidad de Acciones en Circulación). En el caso de un proyecto de inversión, es posible definir el financiamiento “Target” u óptimo, obteniendo de la estructura óptima de capital; nivel de D/E que minimiza el costo del capital y maximiza el valor de la empresa. Si bien este valor es difícil de calcular y alcanzar, se podría utilizar el promedio de la industria, generalmente por industria las empresas poseen una estructura similar. En la Argentina podríamos estar hablando de alrededor del 40% al 50%.

Los componentes del primer parte de la formula son los difíciles de determinar. Simplemente tendríamos que ver cuál sería la tasa de interés a la cual le prestaría el mercado una suma de dinero por el mismo plazo del proyecto. La misma se relaciona con la calificación de deuda otorgada por las calificadoras de riesgo, como S & Poor y Moody's considerando que ninguna empresa puede superar en 3 escalones la categoría del país. A dicha tasa se la multiplica por (1 – Tasa de Impuesto a las Ganancias), obteniéndose, así como el resultado el verdadero costo de la deuda para la empresa; el costo marginal de la deuda a largo plazo neto del efecto impositivo. Por último, este costo se pondera ir la participación de la deuda en la estructura del capital.

La discusión más importante, es la determinación del costo del capital, rendimiento exigido por los accionistas al proyecto materializado por la esperanza de cobrar dividendos u obtener una ganancia de capital con la valorización de la empresa.

Los componentes de la rentabilidad exigida por el accionista, a una inversión son una tasa libre de riesgo, instrumento emitido por el Gobierno que no tenga riesgo de default ni de reinversión, y una prima por el riesgo no sistemático o de mercado; mínimo riesgo que puede alcanzar una cartera de activos locales bien diversificada. Podríamos identificar dos tipos de tipos de riesgos:

- 1- Riesgo Sistemático: es el riesgo de realizar un proyecto de inversión en un mercado de un país específico.
- 2- Riesgo no sistemático: es el riesgo propio del negocio, relacionado con las características específicas, del sector y la empresa que llevara adelante el proyecto. Básicamente, refleja el riesgo operativo y financiero.

El modelo utilizado para medir el costo del capital es el CAPM (Capital Assets Pricing Model o Modelo de Valuación e Activos de Capital). Este modelo capta los dos tipos de riesgos:

$$\text{CAPM} = \text{Tlr} + \beta * (\text{E}(\text{m}) - \text{Tlr})$$

Siendo:

Tlr = Tasa Libre de Riesgo

E (m) = Retorno esperado del mercado

B = Medida del riesgo sistemático

$\beta * (\text{E}(\text{m}) - \text{Tlr})$ = Prima por Riesgo Sistemático

El coeficiente Beta representa el riesgo en un portfolio bien diversificado. Cuando se construye una cartera de inversión se incorpora una cierta cantidad de activos. A

medida que el número de activos aumenta el riesgo total del portafolio, medido por su desvío estándar disminuye

Pero llega un momento que, aunque aumente el número de activos el riesgo del portafolio no disminuye más, este riesgo se denomina riesgo sistemático o riesgo propio del mercado y es el riesgo que representa el coeficiente Beta. Esto significa que el CAPM supone que el inversor diversificó su portafolio y que eliminó el riesgo no sistemático mediante una apropiada diversificación. Habiendo procedido así, el único riesgo que queda es el propio del mercado que es el riesgo del mercado que es el riesgo sistemático representado mediante Beta.

Este es el único riesgo que interviene en la ecuación que relaciona el retorno del portafolio con el retorno del mercado. No es la varianza total de los retornos del portafolio con el retorno del mercado. No es la varianza total de los retornos la que afecta el rendimiento esperado sino la parte de la varianza que no puede ser eliminada mediante diversificación.

Merlo, M. (2014). La Tasa de Corte. Universidad de Belgrano, Buenos Aires, Argentina.

Discusión Breve de Variables Financieras

Siguiendo lo establecido por la Resolución del ENRE 0553/2016, se explica lo siguiente:

- Para el cálculo del Beta del Equity de las empresas de transporte de energía eléctrica de la Argentina se procede con la siguiente ecuación:

$$\beta_e (\text{Arg.}) = \beta_A (\text{EEUU}) \times \left[1 + \left(\frac{D}{E} \right) \times (1 - tG (\text{Arg.})) \right]$$

Donde:

- $\beta_e (\text{Arg.})$: Beta del equity a aplicar en Argentina.
- $\beta_A (\text{EEUU})$: Beta despalcado de las empresas de EEUU de la industria “Electric Utilities.”
- $tG (\text{Arg.})$: Tasa efectiva del impuesto a las ganancias en Argentina.
- D/E : Es la relación de endeudamiento determinada como óptima.

Cabe agregar que esta ecuación será explicada a su debido tiempo en la sección correspondiente, como así también las variables a utilizar y las fuentes de donde salieron.

El Costo Ponderado del Capital (CPPC) o Weighted Average Cost of Capital (WACC)

Es la tasa de descuento que se utiliza para descontar los flujos de caja o de costos de un proyecto alternativo que proveería el servicio equivalente con el Proyecto sería utilizado como “el sustituto” con beneficios del proyecto. Este método es llamado “enfoque de las instalaciones alternativas”, o, en inglés, “alternative facilities approach”. Este enfoque se ha utilizado en esta tesis, basándose en los trabajos de JICA (1991), estableciéndose una planta de potencia a turbina a gas equivalente a la generación de energía contemplada bajo el Proyecto, como la alternativa a las instalaciones de generación de potencia. Esto último descripto tiene carácter teórico porque aún no se ha completado ninguna planta geotérmica en el país (2017).

En la evaluación económica, la construcción, los costos de operación y mantenimiento para el proyecto, han sido denotados como “costos”, y aquellos para el “alternativo” como “beneficios”, para calcular el VAN, ratio de Beneficio-Costo (B/C), y la Tasa Interna Económica de Retorno (EIRR en inglés). Se ha agregado la Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM) como mejor parámetro para decidir en un proyecto de inversión.

Factores de Conversión para Determinar el Costo Económico

Cuando se evalúan los beneficios y los costos de un proyecto, los precios de mercado de los bienes y servicios consumidos por el proyecto, son convertidos a precios de frontera (border prices). En términos simples, los precios de frontera para bienes importados se expresan como “CIF”, que es el precio en el puerto de descargue, y para los bienes exportados, como “FOB”, precio en el puerto de carga. Los factores de conversión para obtener los precios de frontera son calculados en proporción al peso promedio de los valores de mayores ítems de exportación e importación, tarifas de importación, subsidios de exportación, y los controles de importación. El factor de conversión estándar obtenido del valor total de los mayores ítems de exportación e importación, es usado como un indicador general para mostrar la distorsión de los precios domésticos de los reales (de frontera) precios. Cada diferente conversión es usada para obtener precios de frontera para el consumidor, bienes intermedios y de capital. Los salarios sombra son usados para los costos de las labores. Omisión de estos factores no afecta mucho al precio económico. Entonces, se ha establecido en el trabajo de JICA, un factor de conversión estándar (SCF en inglés) de 1,0 para la moneda extranjera, y de 0,8 para la moneda local, que es usada en Argentina, y aplicada en esta tesis (JICA, 1991).

Beneficios Económicos del Proyecto

a) Selección de la Instalación Generadora Alternativa

Una planta a turbina de gas que genera potencia quemando gas natural fue seleccionada como la instalación de alternativa para representar los beneficios económicos del proyecto.

La turbina de gas para la planta de potencia fue seleccionada por las siguientes razones:

- 1- El gas natural es abundante en Neuquén.
- 2- Una turbina a gas sería operada en Filo Molado como planta de energía térmica.
- 3- El uso del gas natural es aconsejado como una política de energía nacional.

La planta de potencia termal alternativa fue asumida a ser construida en El Mangrullo, ubicado a 60 km al noroeste de Zapala, que usaría gas natural producido en el área.

La razón para comparar el Proyecto y su alternativo o sustituto, es para establecer a la entrada de existentes subestaciones en donde cualesquiera de las plantas de potencia serían conectadas con el sistema de red nacional eléctrico del EPEN de 132 kV. Por el propósito de una evaluación comparativa, se asume que la electricidad recibida por la subestación de Loncopue, a la cual la energía generada por el Proyecto es transmitida, debería ser la misma a la de la subestación de Zapala, a la cual la energía generada por la instalación sustituta es enviada.

b) Características Mayores de la Planta de Potencia Alternativa

Las mayores características de la planta termal de potencia alternativa, que podría brindar un servicio equivalente al Proyecto propuesto por JICA, están resumidos en la Tabla 1 (ver Anexo), (JICA, 1991).

Evaluación Económica (JICA, 1991)

En esta tesis (Proyecto), la evaluación económica se ha hecho utilizando tres indicadores, el valor presente neto, beneficio-costos ratio, y el EIRR. Todos estos indicadores, muestran que el Proyecto es económicamente factible.

1- Valor Presente Neto B-C, y Beneficio-Costo Ratio (B/C)

En la Tabla 1-A (Anexo), se muestra el flujo del costo-beneficio económico de la vida del Proyecto. El valor presente total del costo (C) del Proyecto en el primer año del proyecto, es estimado en 69.708×10^3 U\$D con un 10% de tasa de descuento (JICA). De la misma manera, el valor presente total (B) del beneficio (costo alternativo de la potencia termal) es calculado a 76.946×10^3 U\$D.

Como resultado, el valor presente neto y el ratio del beneficio-costos, son como sigue:

-Valor Presente Neto (B-C): $76.946 - 69.708 = 7238 \times 10^3$ U\$D

- Ratio del Beneficio-Costo (B/C): $76.946/69.708 = 1.10$

El Valor Presente Neto es positivo, y el Ratio del (B/C) es mayor que 1.0 (1.1), debido a esto, que $1.10 > 1.0$, el Proyecto es factible económicamente.

Los valores obtenidos guardan la misma relación aun con los costos ajustados debido a la inflación desde 1991 al 2017, utilizando el método del "Consumer Price Index" (CPI) de EEUU. Véase Anexo para la explicación del método-formula.

Como estos indicadores demuestran, la construcción y operación del Proyecto, requiere menos costo, tiene una ventaja sobre la instalación de un sustituto (la planta de potencia termal) que podría proveer servicios equivalentes a ellos suministrados por el Proyecto.

Tasa de Retorno Económica Interna (EIRR)

La tasa de descuento, obtenida a través de la literatura revisada y referenciada, de países similares a la Argentina (Chile), la cual el valor total presente del costo invertido en el primer año del Proyecto, iguala a la de una alternativa de una planta de potencia termal, y es aproximadamente igual a 21.6% (EIRR), (Salas, Rodrigo A. M., Inversión en Planta de Generación de Energía Eléctrica en Base a Grupos Electrónicos Diesel, Parte 2-(Análisis Organizativo y Financiero, Universidad de Chile, Magister en Administración, 2014).

Como este valor es más alto que el costo de oportunidad del capital en Argentina o 13.59% (Resolución ENRE 0553/2016, Boletín Oficial no 33.492, 2016), el Proyecto es considerado económicamente viable y vale la pena invertir en él.

De todas maneras, al llevar los valores de los datos de la Tabla X (Anexo) de dólares 1991 a dólares 2017, el EIRR dio 5,37%, que está por debajo del CAPM de 13,59%

Sin embargo, con valores actuales a 2017, el FIRR dio 14,13% mayor al CAPM de 13,59%, lo que justifica la realización del Proyecto (JICA, 1991).

Análisis de Sensibilidad (JICA, 1991)

El Análisis de Sensibilidad se arma sobre las bases de los siguientes tres casos:

Caso 1: El costo de construcción del Proyecto se incrementa en un 5%.

Caso 2: El costo de construcción del Proyecto se incrementa en un 10%

Caso 3: El costo de construcción del Proyecto y el costo del combustible del proyecto alternativo son incrementados en un 5%

Se asume que, como la Evaluación Económica, utilizando valores actualizados usando el CPI de EEUU, pasando dólares 1991 a dólares 2017, dando este que el Proyecto es factible, se asume también que los respectivos EIRR van a guardar una correlación positiva con los porcentajes de incremento en los costos de los tres casos.

Por ende, observando a los tres EIRR de 1991, Caso 1: 11.29%; Caso 2: 10.06%; Caso 3: 11.67%, y tomando como costo de oportunidad del capital en Argentina (1991) de 12%, 10%, y 8%, todas estas últimas tres están por debajo del costo de oportunidad del capital de Argentina (1991) de 12.67%. De todos modos, B-C y B/C indican que cada caso es factible con las tasas de descuento menores al 10%, en donde el costo es menor que los beneficios.

Evaluación Financiera-Ver Tabla 1-A (Anexo)

Metodología

La evaluación financiera del Proyecto, es realizada en términos de obtener la tasa interna de retorno financiera (FIRR) acorde con el método de descuento del flujo de fondo (FF). Para obtenerla, un “cash outflow” del capital invertido es requerido para materializar el Proyecto y, además, todos los costos como ser el de operaciones y mantenimiento y administración técnica, y un “cash inflow” de los beneficios calculados sobre la base de las ganancias de las ventas de electricidad generada en el Proyecto, son elaboradas a precio del mercado. Al mismo tiempo, un cronograma de repago de los fondos requeridos es preparada (JICA, 1991).

Costos Financieros y Beneficios del Proyecto

Costos Financieros del Proyecto

Los costos financieros de los Trabajos de Construcción son usados como los costos financieros del Proyecto. Estos son a valor dólar 2017 USD 96.579.000 (CPI), muy cercano a los USD 100 millones estimados por la provincia de Neuquén. Los costos de Operación y Mantenimiento (O & M), son calculados como un 2.5% de cada uno de los ítems de los trabajos de ingeniería civil, excepto las perforaciones de los pozos de producción, equipo eléctrico y líneas de transmisión.

Los costos de perforación de pozos adicionales de producción, son calculados como el costo anual tomando en cuenta la ratio de declinación:

Años 1-2: $15.183 \times 15\% = 2.277 \times 10^3$ USD

Años 3-5: $15.183 \times 8\% = 1.214 \times 10^3$ USD

Años 6-30 : $15.183 \times 3\% = 455 \times 10^3$ USD

Beneficios Financieros del Proyecto

Los beneficios financieros del Proyecto, son el ingreso de la venta de la energía. El ingreso de la venta de la energía es computado en la base del costo marginal de generación del EPEN como un promedio de la ratio de la electricidad de 0.08 US\$/kWh. El punto de evaluación es la entrada a la subestación de Loncopue. Los ingresos financieros del Proyecto, son calculados basados en la ratio de la electricidad, basado en asumir que la energía disponible anual de 206.580 MWh, durante la vida total del Proyecto, es vendida enteramente al cliente.

Evaluación Financiera

1- Tasa de Retorno Interna Financiera (FIRR)

La tasa de descuento, a la cual el valor total presente del costo invertido en el primer año del Proyecto, iguala al ingreso de las ventas de la electricidad, es 23%. Consecuentemente, puede ser considerado lógico comparar a la tasa de interés del 8% para posibles préstamos desde un punto de vista financiero.

2- Cronograma de Repago (repayment)

En general, la construcción de la planta de energía requiere de una gran suma de inversión durante el periodo de construcción, mientras que el ingreso, mientras retorna de la inversión, empieza solamente después que la construcción esta completada. El tiempo requerido para recuperar la inversión es considerablemente largo, comparado a bienes de consumo durables. Consecuentemente, es muy usual el obtener préstamos con condiciones de financiamiento como tasas de interés bajas, periodos de gracia largos, y periodos de repago largos. La mayor parte de los fondos sería provista por una entidad financiera internacional, y el resto por cuerpos de financiamiento domésticos. Como resultado de las consultas que JICA realizo con el EPEN, las siguientes condiciones financieras podrían ser establecidas nuevamente para armar el repago de los préstamos.

a) Intereses

8 % para ambas divisas internacionales y domésticas. De todos modos, ninguna carga es considerada.

b) Método de Repago

El repago es diferido durante el periodo de construcción del Proyecto. El repago del principal e intereses en montos iguales a lo largo de 15 años.

c) Otras condiciones:

Tarifas de aduana y otros impuestos.

Los costos de construcción no incluyen las tarifas aduaneras, impuestos y pagos públicos.

d) Depreciación

El servicio de vida es de 30 años. El método de “la línea recta” (straight line método) con cero valores de salvamento.

e) Gastos de O & M (ver Tabla G-1 en Anexo)

2,5% de los costos de construcción.

f) Costos de perforación para pozos adicionales

15% al 3% calculados con el CPI al 2017.

g) Ingresos

U\$D 16.346.520/año

NPV 8% U\$D 35.285.000
10% U\$D 15.003.000
12% U\$D 1.700.000
FIRR 23%
Valores dólar 2017

(JICA, 1991)

Evaluación General

La tasa interna de retorno económica (EIRR) del Proyecto es del 11%, calculado con planilla EXCEL con valores de JICA llevados a junio 2017, y calculado online da 5,37% que es menor al 13,59% que no sobrepasa el costo de oportunidad del capital en Argentina del 13.59%, debe de haber un error, ya que con valores de 1991 el EIRR daba un 12,67% mayor que el 12,00% como costo de oportunidad.

El FIRR, 23,0%, sobrepasa el interés esperado del 13.63%. Desde el punto de vista del costo de la generación por unidad, de 0.07 US\$/kWh, está por debajo del costo marginal de generación del 0.08% US\$/kWh. Por lo tanto, se juzga que el Proyecto es factible económicamente (acorde a JICA, 1991) y financieramente (2017).

En base a la diferencia entre el costo de capital (13,59%), y la FIRR (23%), se procedió a calcular la Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM) con EXCEL (ver Anexo), arrojando un valor de 18,00%, Se uso el Flujo de Fondo de JICA-1991, pero llevados a dólares-Junio/2017, utilizando el “Inflator Calculator”, una aplicación online (JICA, 1991).

Cociente de Inflación-Su Calculo-CPI

Rate of Inflation = $\frac{CPI(x+1) - CPI_x}{CPI_x}$

CPI_x = Initial Consumer Price Index

La fórmula del cociente de inflación mide el cambio en el porcentaje en el poder de compra de una moneda en particular. Mientras el costo del precio crezca, el poder de compra de la moneda decrece.

La fórmula del cociente de inflación arriba, usa el “Consumer Price Index” que es dado a conocer por el Bureau de Estadísticas Laborales en los EEUU. De todos modos, otros índices similares pueden ser usados en otras ocasiones, el “CPI” en el cociente de la fórmula de la inflación es reemplazado por un índice alternativo.

El subíndice “x” se refiere al índice inicial del precio al consumidor, para el periodo calculado, o tiempo x. Y en si, el subíndice (x + 1) podría ser el índice final del precio al consumidor, o, al tiempo (x + 1). Recuperado de:

Jan, O. (2015). Consumer Price Index. <http://xplains.com/228557/consumer-price-index>

Resoluciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y su Base Lógica, ENRE, 0553/2016

En esta sección se hará referencia a la Resolución ENRE 0553/2016, en donde se hará alusión a las variables financieras que rigen el mercado de la electricidad en Argentina. Leyes y Decretos a modo de mencionarlos únicamente.

Considerando: este ente (ENRE) determinara la tasa de rentabilidad..., ...deberán tener en cuenta para el cálculo de la remuneración, en cumplimiento del Artículo 41 de la Ley No 24.065... , Que a los efectos de determinar la tasa de rentabilidad a utilizar para el cálculo de la remuneración de las empresas Transportistas reguladas, el mencionado Artículo establece que...Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia...

...la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Sr similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente...

...que teniendo en cuenta lo anterior, para la determinación del costo de capital o tasa de rentabilidad, se utiliza el Costo Promedio Ponderado del Capital, conocido como WACC (Weighted Average Costo of Capital), metodología que considera que las operaciones de las firmas financiadas vía dos fuentes: capital propio y endeudamiento, ponderadas estas por una determinada estructura de financiamiento. De esta manera, el costo de capital para las empresas de transporte resulta de un promedio ponderado del costo de endeudamiento (deudas con entidades financieras y bonos corporativos) y del costo del capital propio aportado por los accionistas o costo del equity...

...que para realizar la estimación del costo de capital propio se utiliza una versión del Capital Asset Pricing Model (CAPM) adaptada a la realidad de la industria de transporte de electricidad en la Argentina...

...por lo tanto, el costo del capital propio estará dado por: la suma de la tasa de retorno de un activo libre de riesgo, más una prima de riesgo por invertir en la empresa o en la industria en un país desarrollado, más la prima por riesgo del propio país...

...que, a los efectos de establecer los valores de los parámetros antes descriptos, se tuvieron en cuenta los determinados en el estudio...Tasa de costo de capital en el sector de distribución eléctrica en Argentina...

...salvo el valor referido al Beta, variable que mide el riesgo relativo que el mercado asigna a la actividad en análisis y, como en este caso se trata de las empresas de transporte de electricidad y no de las de distribución...

...que esto se debe a que se considera que el riesgo involucrado en la actividad de Transporte de electricidad es diferente al de Distribución de electricidad, en función de que solo opera y mantiene instalaciones, es decir, no tiene obligación de expandir las mismas, no vende ni compra energía y su remuneración no está sujeta a las variaciones de la demanda de electricidad...

...que, ahora bien, en el estudio antes mencionado se sostiene que el riesgo de la actividad considerada se refleja en la variación del precio de las acciones de la misma con relación al comportamiento del mercado en su conjunto. ...se requiere la existencia de un mercado y de la transacción de acciones de la industria en estudio. El resultado obtenido corresponde al Beta del equity, o sea a la parte del financiamiento efectuada con capital propio. Dicho Beta refleja tanto el riesgo relativo de la industria en cuestión con respecto al mercado, como así también el riesgo que asumen las empresas por la estructura de financiamiento que ellas tienen.

...las transacciones de acciones en dichos mercados proveen entonces los datos para el cálculo del Beta históricos en los cuales se basa la estimación de Betas de equity esperados. N dicho estudio, ante la carencia de un mercado de valores desarrollado en Argentina, se recurre a los datos del mercado de los estados Unidos de Norteamérica (EEUU) y se obtiene el Beta de los activos de las empresas de servicios públicos del sector energía de los EEUU, que incluyen tanto empresas de Distribución como de Transmisión...

...sin embargo, las Betas del equity de las empresas americanas capturan el riesgo que esas empresas asumen por el nivel de endeudamiento que tienen. Por lo tanto, no es posible asumir que la estructura de endeudamiento de las empresas americanas es factible de extrapolarse a las empresas de Argentina. Por ello, para obtener el Beta del equity de las empresas de transporte de energía eléctrica de la Argentina se recurre a la estructura de financiamiento promedio de las empresas del sector...

...que el Beta del activo de las empresas americanas obtenido mediante este procedimiento es limpio del efecto del endeudamiento de cada una de ellas. Una vez calculado el Beta para cada empresa, se obtiene el valor promedio de la industria ponderándolo por la capitalización de mercado. Para el cálculo del Beta del equity de las empresas de transporte de energía eléctrica de la Argentina se procede con la siguiente ecuación:

$$\beta_{\text{Arg. -B}} = \beta_{\text{USA-A}} * [1 + (D/A) * (1 - t_{G-\text{Arg}})]$$

$$\beta_{\text{Arg. -B}} = 0,49 * [1 + 0,57 * (1 - 0,35)]$$

$$\beta_{\text{Arg. -B}} = 0,67$$

Donde:

$\beta_{\text{Arg. - B}}$: Beta del equity a aplicar en Argentina;

tG-Arg: Tasa efectiva del impuesto a las ganancias en Argentina;

D/E: es la relación de endeudamiento determinada como óptima.

...el Beta despalancado de las empresas de EEUU (β USA-A) de la industria “Electric Utilities” es de 0,49.

...que para calcular el Beta equity de las empresas de transporte de energía eléctrica argentinas y a los efectos de reflejar la estructura de capital promedio de las empresas de transporte de energía eléctrica de Argentina, esta se calculó a partir de la relación deuda/capital propio observado en el periodo 2011/2015 en cada una de las empresas de transporte de energía eléctrica de la Argentina...

...que, en función de lo anterior, la relación promedio deuda/capital propio sector transporte asciende a 0,57.

...que, a partir de ello, se determinó el Beta equity de las empresas de transporte de energía eléctrica argentinas, cuyo valor es de 0,67...

...teniendo todos los parámetros anteriores, se calcularon los siguientes valores,

Tasa libre de riesgo = 2,13%

Retorno promedio del mercado = 11,36%

Prima riesgo del mercado = 9,23%

Riesgo país = 5,27%

CAPM (retorno de los accionistas) = 13,59%

Estimación del costo de la deuda = 9,28%

Este valor se estimó promediando los rendimientos de los bonos de las Empresas EDENOR S. A. (EDENOR 2022) y TRANSENER S. A. (TRANSENER 2021).”

...asimismo, para determinar el WACC, es necesario definir la estructura de endeudamiento considerada como óptima y eficiente...

...a pesar de las limitaciones de acceso a crédito que pudieran existir, regulatoriamente se debe considerar la estructura que la empresa podría alcanzar en condiciones normales. Por esta razón, es técnicamente apropiado y usual aplicar la tasa de endeudamiento promedio de la industria...

...por ello, y a los efectos de reflejar con mayor precisión la estructura de capital promedio que deberían alcanzar las empresas de transporte de electricidad en la

Argentina, esta se calculó considerando no solo la estructura de endeudamiento de estas empresas, sino que también se tuvo en cuenta la correspondiente a empresas de transporte de electricidad de otros países de América Latina...

...a partir de la información de balance referida a activos y pasivos correspondientes a 42 (cuarenta y dos) empresas de América Latina, se calculó la estructura de endeudamiento promedio obtenida a partir de un promedio ponderado de la tasa de endeudamiento por la cantidad de empresas consideradas por país...

...el resultado del cálculo de la estructura de endeudamiento resulto ser del 46,59%, y la del capital propio 53,4%...

...el WACC, la tasa de rentabilidad nominal después de impuestos, cuya formula se ha descripto en una sección previa a esta, da 10,07%...

...dado que el cálculo de la remuneración se realiza en términos reales, se tuvo en cuenta el índice de precios al consumidor (Consumer Price Index o CPI) que de acuerdo a la proyección del Fondo Monetario Internacional (FMI) para el año 2017 es del 2,20%...

...en función de ello, se obtuvo la tasa de rentabilidad (en PESOS argentinos) en términos reales después de impuestos, cuyo valor dio 7,70%... Ente Nacional de Regulador de Electricidad. (2016). Resolución ENRE 0553/2016, Boletín Oficial no 33.492, viernes 28 de octubre de 2016, p. 30. Recuperado de:

<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/5D4DE5955C4446E00325694A00638422/2D9F4944B018F73032580590065A245?Open>

Resoluciones, Leyes, Decretos y Actas en esta sección

Resolución ENRE 0524/2016

Decreto 01398/1992

Leyes No: 19.549, 24.065 (artículo 41), 24.065 (artículo 45), 24.065 (artículo 56),

Acta ENRE 1448/2016. Ente Nacional Regulador de la Electricidad, (Argentina). (28 de octubre de 2016). Resolución ENRE 0553/2016. Boletín Oficial no 33.492
Recuperado de:

Ente Nacional de Regulador de Electricidad. (2016). Resolución ENRE 0553/2016, Boletín Oficial no 33.492, viernes 28 de octubre de 2016, p. 30. Recuperado de:

<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/5D4DE5955C4446E00325694A00638422/2D9F4944B018F736032580590065A245?Open>

Base Teórica ante un Análisis Financiero y uno Económico

Los análisis financieros y económicos sirven para dos distintos propósitos. El análisis financiero es usado para documentar un razonable retorno sobre la inversión para inversores eventuales. El análisis económico es usado para documentar que un proyecto posee un beneficio neto para la sociedad como un todo, este concepto es particularmente muy interesante en relación a inversiones públicas.

Las características principales entre un análisis financiero y otro económico son:

1-Analisis Financiero:

Perspectiva del inversor.

Basado en precios del mercado.

Incluyen tarifas, impuestos, subsidios, etc.

No incluyen externalidades.

2. Análisis Económico:

La perspectiva económica de la sociedad como premisa de estos análisis.

Aplica precios económicos, excluyendo tarifas, subsidios, etc., para reflejar el valor del proyecto a la sociedad.

Las externalidades, positivas o negativas, son incluidas para cuantificar en términos monetarios, como, por ejemplo, la reducción de la emisión de gases invernaderos (GHG en inglés), dióxido de carbono, vapor de agua, metano, etc. (Nielsen, Peter B., Hermann, Morten; Rud, Nymann, Jacob; Lauge, Frederik M.; Guide Report 3: Economic and Financial Analysis, 2016).

Análisis Económico, WACC y Tasa de Descuento Social

El retorno de un proyecto debe de ser comparado al retorno alternativo, dado que el dinero es invertido en otro proyecto. Por lo tanto, la tasa de descuento apropiada para una evaluación financiera es el “costo de capital promedio ponderado” o sus siglas en inglés “WACC.”

El WACC es calculado utilizando la siguiente formula:

WACC= participación en el capital x costos del equity x parte de la deuda x costo de la deuda después de impuestos

Donde el escudo fiscal corporativo se descuenta del costo de la deuda.

Análisis Económico y Tasa de Descuento Social

La tasa de descuento apropiada, cuando realizando un análisis económico, es la tasa de retorno de la economía entera, por ejemplo, la oportunidad nacional del costo de oportunidad. En comparación, el WACC aplicado al análisis financiero es solamente relevante a un solo inversor específico, así como el WACC y su cálculo está basado en un solo costo del equity y deuda de un inversor.

La tasa de descuento económica es típicamente más baja que el WACC.

Nielsen, Peter B., Hermann, Morten; Rud, Nymann, Jacob; Lauge, Frederik M.; (2016). Guide Report 3: Economic and Financial Analysis.

Teoría de los proyectos de energía y de electrificación de índole económico

Los proyectos de energía renovables apuntan a la electrificación y calefacción, y generación de energía. En comunidades conectadas a una SIN de potencia nacional (on-grid) hay muy poco incentivo económico en invertir en la producción de electricidad local. La inversión puede ser local, pero los beneficios son esparcidos a la entera grilla nacional. En comunidades que no están conectadas a una grilla nacional (off-grid), el incentivo en invertir en electricidad de origen de energías renovables es mucho mayor, debido a que el beneficio en su totalidad incurre localmente.

Los proyectos de producción de electricidad y los de electrificación pueden ser muy diferentes en lo concerniente a los accionistas y a la estructura del caso del emprendimiento.

Fuente: IFC (2016). Recuperado de:

<https://finances.worldbank.org/es/ifc>

Proyectos de Producción de Energía

- i) Una sola instalación en donde invertir.
- ii) Un solo dueño del proyecto buscando por inversores externos.
- iii) Un solo caso de emprendimiento que atender.

Proyectos de Electrificación

- i) La electrificación implementada a nivel del hogar casero (muchas pequeñas instalaciones e inversores).
- ii) Un solo gran inversor en la infraestructura.

iii) Muchos casos de emprendimientos para tener en cuenta, todos con diferentes preferencias y capacidades.

Fuente: IFC (2016). Recuperado de: <https://finances.worldbank.org/es/ifc>

Fundamentos Teóricos Básicos del Análisis Financiero de un Proyecto

El análisis financiero de un proyecto estima la rentabilidad de este, desde la perspectiva de un inversor. En un análisis financiero se comparan los costos del proyecto con los esperados beneficios a lo largo de la vida útil del mismo. Estos incluyen los costos de financiamiento, subsidios e impuestos. Abajo se ilustran los elementos de un análisis financiero:

Ingresos de las Tarifas=====→ CAPEX=====→ Costos del
Financiamiento=====→ OPEX = Valor Neto

Fuente: IFC (2016) Recuperado de:

<https://finances.worldbank.org/es/ifc>

El análisis financiero debe considerar la demanda del mercado por los productos o servicios, como los regímenes tarifarios funcionan para cada producto o servicio, y como estos van a afectar el cash flow.

Los beneficios consisten en la venta de uno o más de las siguientes producciones, dependiendo si el proyecto es on-grid u off-grid.

On-Grid: calefacción eléctrica usada en EEUU.

Off-Grid: calefacción, electricidad.

El objetivo de un análisis financiero es demostrar la habilidad del proyecto para generar un suficiente retorno sobre lo invertido, como para ser interesante para los inversores. Los resultados de los análisis financieros son típicamente presentados como Valor Presente Neto (NPV en inglés) o Valor Actual Neto (VAN) en español, y la Tasa Interna de Retorno (TIR), (IRR en inglés). Los inversores también estarán interesados en saber la Tasa de Cobertura del Servicio de Deuda, para estimar el riesgo financiero del proyecto.

Fuente: IFC (2016) Recuperado de:

<https://finances.worldbank.org/es/ifc>

Teoría del Análisis Económico de un Proyecto

Este tipo de análisis toma un espectro mucho más amplio de la rentabilidad de un proyecto. En un análisis económico, se incluyen efectos externos, como los impactos

ambientales, e impactos a la salud humana. El valor de los efectos externos es típicamente asignado usando costos de oportunidad económicos o “shadow prices”, (precios sombra, no en blanco). Un análisis económico no incluye impuestos, tarifas, subsidios, etc. Estos costos no suman a la productividad económica y son meramente transacciones entre entidades dentro de la economía.

Un análisis económico tendrá siempre una comparación entre un caso base (o escenario de referencia) y la esperada situación presente y futura sin el proyecto, y el proyecto alternativo. Sin esta comparación, sería imposible evaluar si los efectos externos son una mejora o no. Siempre y cuando el término “beneficio” es usado en un análisis económico, se refiere al cambio en los efectos externos que puedan ser atribuidos al proyecto.

El diagrama de flujo de abajo ilustra un análisis económico:

Beneficios Externos a la Sociedad=====→ Costos Externos a la Sociedad=====→
CAPEX=====→ OPEX= Beneficios Netos a la Sociedad

Fuente: IFC (2016) Recuperado de:

<https://finances.worldbank.org/es/ifc>

El objetivo de los análisis económicos es demostrar que un proyecto es una ganancia neta para la sociedad. Esto es típicamente mandatorio cuando hay un elemento en las finanzas públicas o alguna regulación en juego, por ejemplo, las tarifas. Los análisis económicos son más frecuentemente usados en las inversiones privadas de marca, para que sean y constatar que apliquen al concepto de ser socialmente responsables. La importancia de este tipo de análisis varía muy significativamente con el tamaño o dimensión del proyecto.

- a) Proyectos de energía pequeños, separados de la grilla nacional, van a tener generalmente un impacto local económico. Los impactos sociales y ambientales serán de una escala local.
- b) Los proyectos mayores en tamaño, conectados a una grilla nacional de energía, tendrán un impacto más grande económico en la sociedad en su totalidad. A mayor proyecto, mayores los impactos sociales y ambientales.

Típicamente, hay una gran variedad en como los resultados de los análisis económicos son reportados, opuestos a los del análisis financiero. El análisis financiero sirve a propósitos muy específicos, mientras que los del análisis económico son usados para comunicar los beneficios de un proyecto a varios accionistas. Como ejemplo, los beneficios externos son frecuentemente reportados en unidades físicas, como kilogramos de dióxido de carbono (CO₂ kg), como también en términos monetarios.

Fuente: IFC (2016). Recuperado de:

Análisis de Sensibilidad de un Proyecto

El análisis de sensibilidad evalúa el impacto de la incertidumbre/riesgo variando una o más parámetros inciertos uno a la vez. Observando el impacto que estas variaciones tienen en los resultados de los análisis económico y financieros, se está en condiciones de identificar la/s fuente/s mayor/es de riesgo en un proyecto.

Los típicos parámetros utilizados en este tipo de análisis son:

- a) Costos de inversión.
- b) Costos operativos.
- c) Precios de la energía.

Fuente: IFC (2016)

Hallazgos Principales en una Planta de Potencia Geotérmica

Beneficios de la EG, Consideraciones Ambientales y Sociales, Barreras para el Desarrollo, Fases del Desarrollo Geotérmico, Elementos Clave de un Desarrollo Geotérmico Exitoso, Información de Recursos, Instituciones, Políticas de Apoyo, Aspecto Financiero.

Consideraciones Ambientales y Sociales

Desde una perspectiva ambiental global, los beneficios del desarrollo de la energía geotérmica son incuestionables. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) de la generación de energía geotérmica, aunque no siempre son cero, son mucho más bajas que las que se producen por energía generada de combustibles fósiles en ignición. Los impactos ambientales locales del reemplazo de combustibles fósiles por energía geotérmica tienden a ser positivos al ponerse en la balanza, debido principalmente al impacto evitado de la combustión de combustible sobre la calidad del aire y los peligros evadidos del transporte y la manipulación de combustible. Desde luego, como cualquier desarrollo de infraestructura, la energía geotérmica cuenta con sus propios impactos y riesgos sociales y ambientales que tienen que ser manejados, y debe consultarse a los grupos afectados durante toda la preparación y desarrollo del proyecto. Los impactos de un proyecto de desarrollo de energía geotérmica usualmente son altamente localizables; pocos de ellos, si hubiera, son irreversibles; y en la mayoría de los casos, las medidas de mitigación se pueden implementar fácilmente.

Barreras para el Desarrollo

Dadas las ventajas de la energía geotérmica, se tiene que responder la pregunta sobre por que su nivel de utilización en la actualidad no es más alto de lo que es. Una respuesta es que, en términos geográficos, los recursos hidrotermodicos idóneos para la generación de energía no están muy generalizados. En efecto, las estimaciones indican que los recursos geotérmicos en forma de vapor o fluidos calientes se encuentran disponibles solamente en $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{3}$ de la superficie del planeta. Las tecnologías y técnicas de explotación que podrían aumentar esta cuota no están del todo disponibles todavía. Otra respuesta, es que, desde el punto de vista de un inversionista, los proyectos geotérmicos son arriesgados, siendo a menudo el de exploración geológica (o riesgo de los recursos) el desafío más grande, y de gasto intensivo en capital, con un cálculo estimativo promedio de casi US\$4 millones por cada MW lo que aumenta más el riesgo, debido a que el rendimiento del proyecto se vuelve más sensible a los costos de financiación.

Una revisión más detallada de las ventajas y desventajas del desarrollo geotérmico revela que muchas ventajas de la energía geotérmica tienen sus limitaciones. Por ejemplo, aunque los recursos de tierra y espacio son solo una limitación para la energía geotérmica en lograr la escala necesaria que, para la mayoría de otras tecnologías de generación de energía, la capacidad máxima de la central al final se ve limitada por la capacidad de producción de calor del yacimiento. Incluso, la naturaleza renovable de la energía geotérmica no es incondicional, ya que la capacidad del yacimiento para regenerarse puede verse comprometida por las insosteniblemente altas tasas de extracción o por el fracaso en reinyectar los fluidos geotérmicos.

Fases del Desarrollo Geotérmico

Para comprender mejor la naturaleza de los riesgos que son específicos a la energía geotérmica, es útil considerar el costo del proyecto y el perfil de riesgos de cada fase del desarrollo del proyecto (ver Figura 0.1).

Un proyecto de energía geotérmica se puede dividir en una serie de fases de desarrollo antes de que se inicie la fase real de operación y mantenimiento (O&M):

- Inspección topográfica preliminar
- Exploración
- Prueba de perforación
- Revisión y planificación del proyecto
- Desarrollo de campo y perforación de producción
- Construcción
- Arranque y puesta en servicio

Un proyecto de desarrollo geotérmico de tamaño real normalmente toma de 5 a 10 años para su conclusión. Debido a este largo ciclo de desarrollo del proyecto, la energía geotérmica no es una solución rápida para los problemas de suministro de energía de cualquier país, sino más bien debería ser parte de una estrategia de generación de electricidad de largo plazo.

Muchos de los riesgos del desarrollo geotérmico son esencialmente los mismos en cualquier proyecto de generación de energía conectado con la red eléctrica: riesgos de finalización o retraso, riesgo de tomador regular, riesgo de precio o demanda de mercado, riesgo operativo, y riesgo de normativas. El elevado nivel de riesgo financiero debido a los altos costos a desembolsar por adelantado es común para la mayoría de tecnologías de energías renovables.

De todos modos, existen riesgos adicionales específicos a los proyectos geotérmicos. Las fases de exploración/explotación/producción (upstream), y especialmente la fase de perforación de prueba, pueden considerarse las partes de mayor riesgo del desarrollo de proyectos geotérmicos. La fase de perforación de prueba es mucho más intensa en capital que todas las fases anteriores, pero sigue estando llena de incertidumbre. Se requiere una inversión significativa antes de saber si el recurso geotérmico cuenta con suficiente potencial para recuperar los costos. En la Figura 0.1, la perforación de prueba puede implicar hasta el 15% del costo general de capital, lo cual es necesario en un punto en que el riesgo de fracaso del proyecto todavía es alto.

El riesgo de recursos (o riesgo de exploración) refleja tanto la dificultad de estimar la capacidad de los recursos de un campo geotérmico como los costos ligados a su desarrollo. Sobredimensionar la central eléctrica es un riesgo estrechamente relacionado con el riesgo de recursos, pero necesita que se le mencione especialmente por dos motivos. El primero es que sobredimensionar la planta aumenta el riesgo de recursos al concentrar los recursos de inversión en una ubicación determinada, lo opuesto a distribuirlo construyendo plantas más pequeñas en varios campos geológicamente independientes. El segundo motivo se relaciona con la sostenibilidad de la operación geotérmica, la capacidad excesiva de la central puede derivar en tasas de extracción no sostenibles que sean resultado de descensos repentinos de presión o hasta de agotamiento del yacimiento.”

Equilibrar la probabilidad del éxito contra el costo de fracaso para lograr el mejor resultado esperado puede manejarse mediante técnicas formales, tales como el uso de un árbol de decisiones. El desarrollador del posible proyecto esencialmente se enfrenta a una de tres opciones:

- Avanzar de inmediato con la perforación de producción y arriesgarse al fracaso del proyecto
- Empezar la perforación de prueba a un costo conocido, pero potencialmente reducir el riesgo de fracaso del proyecto mediante el conocimiento adquirido, o bien,
- Decidir que el prospecto no es lo suficientemente atractivo para que arriesgar dinero valga la pena aun para fines de prueba

La técnica permite el análisis y la adopción de opciones que maximizan el valor previsto del desarrollo geotérmico al aplicar probabilidades a diversos resultados del proyecto. La simulación Monte Carlo constituye otra técnica probabilística que se puede aplicar para un análisis más detallado del impacto colectivo de muchas variables.”

Elementos Clave de un Desarrollo Geotérmico Exitoso

La existencia del potencial geotérmico explotable en el país, aunque esencial, es solamente un prerrequisito para un esfuerzo exitoso de desarrollo geotérmico. Existen cuatro elementos clave que apoyan tal esfuerzo:

- Disponibilidad de datos de recursos geotérmicos que sean lo suficientemente precisos y otra información pertinente
- Instituciones eficaces y dedicadas
- Políticas y normativas de apoyo
- Acceso a financiación idónea para el desarrollador del proyecto

Información de Recursos

La información es el primer elemento clave que apoya el desarrollo de un proyecto o programa geotérmico. El gobierno del país tiene una función importante que desempeñar al poner la información de recursos geotérmicos a disposición de desarrolladores e inversionistas potenciales. Como mínimo, el gobierno debería mantener registros públicos sobre tales atributos geotérmicos como datos sísmicos (eventos, fracturas, etc.) y datos de perforación profundas (temperatura, presión, fallas, permeabilidad). Tiene que ponerse a la disposición un modelo conceptual confiable de todo el sistema geotérmico original (o como mínimo del campo o yacimiento que está en desarrollo). También, es esencial contar con información sobre los recursos de agua subterránea, ya que esta no debería contaminarse con los fluidos de los yacimientos geotérmicos y constituye una fuente potencial de agua de refrigeración para las centrales eléctricas, entre otros usos.

Instituciones

“El segundo elemento clave es la fortaleza de las instituciones y su organización estructural en relación con el desarrollo de energía geotérmica. Es necesario un marco legal para el uso de recursos geotérmicos, comenzando con la definición de derechos de propiedad, para proporcionar una base para estas instituciones. Aunque el derecho de titularidad del recurso generalmente le queda al estado, en muchos países han evolucionado diversas formas de participación del sector privado en la exploración, desarrollo y explotación del recurso.

“Los gobiernos o instituciones reguladoras otorgan los derechos de exploración y explotación geotérmica en áreas particulares por medio de concesiones, arrendamientos, licencias, y contratos. El otorgamiento de estos derechos debería basarse en los siguientes tres principios: un marco normativo y legal que sea claro; responsabilidades institucionales bien definidas, así como procedimientos transparentes, competitivos y no discriminados, que incluyen medidas adecuadas para controlar las prácticas especulativas.

La experiencia de países que han tenido éxito en desarrollo de energía geotérmica señala la importancia de una serie de factores comunes: una organización nacional (o empresa) dedicada a la exploración y el desarrollo geotérmico capaz de manejar proyectos de infraestructura a gran escala congruente con normas internacionales y de la industria; un ministerio o departamento de gobierno similar que se muestre comprometido y dotado del personal adecuado a cargo del sector energético y cuyas funciones incluyan planificación explícita para el desarrollo de la energía geotérmica; un servicio público nacional de electricidad que se muestre comprometido y este dotado

con el personal adecuado; y un ente regulador capaz (especialmente dentro de un contexto de un mercado de electricidad liberalizado) cuyas funciones incluyan la aplicación de políticas energéticas renovables del país y equilibrar los intereses de generadores y consumidores.

El organismo a cargo de la exploración y el desarrollo geotérmico puede ser un organismo gubernamental o, con más frecuencia, una empresa propiedad del Estado con capacidades industriales que llenen los requisitos. Como ejemplos se pueden mencionar la geothermal Development Company (GDC) de Kenia, Pertamina Geothermal Energy Corporation (PGE) en Indonesia, Energy Development Corporation (EDC) en Filipinas, y la empresa eléctrica estatal integrada (CFE) de México. Los últimos dos ejemplos sugieren que la empresa a cargo de la exploración geotérmica posiblemente no necesariamente tenga a la energía geotérmica como su único enfoque, debido a que el desarrollo geotérmico en Filipinas y México lo encabezan una empresa petrolera propiedad del Estado y una empresa eléctrica estatal integrada, respectivamente. En todos los casos, la empresa o el organismo central son un vehículo por medio del cual el gobierno de un país que intente ampliar su potencia geotérmica asume un papel activo en absorber (con apoyo de donantes internacionales, según corresponda) una parte significativa del riesgo de recursos.”

Políticas de Apoyo

El tercer elemento clave del desarrollo exitoso de energía geotérmica es la presencia de políticas de apoyo para atraer inversionistas privados. Esto es especialmente válido si el país decide hacer la transición de un enfoque de proyecto por proyecto a un enfoque que cree el entorno correcto para las inversiones en un esfuerzo ampliado al nivel nacional para implementar energía geotérmica.

Los gobiernos alrededor del mundo usan una amplia gama de instrumentos de políticas y normativas para apoyar la implementación de electricidad renovable. La mayoría de fuentes de energía renovable reciben apoyo público de varias formas. Los países con sólidas agendas de desarrollo de energía renovable han introducido ya sea tarifas de alimentación (FIT, por su sigla en inglés) u obligaciones de cuota, tales como normas para carteras renovables (RPS, por sus siglas en inglés), como su política básica.

La energía geotérmica destaca como un caso especial entre las fuentes de energía renovable y el alcance de aplicación de tales instrumentos de políticas, debe considerarse detenidamente en el contexto específico de un país en particular. Se debe prestar atención a los enfoques que facilitan la financiación para la fase de perforación de prueba, ya que esta constituye la clave para reducir el riesgo a un nivel que se vuelva más atractivo para la financiación privada. Las políticas que apoyan los rendimientos mejorados durante la fase operativa, tales como el FIT y RPS, son por lo general menos eficaces en superar el obstáculo del riesgo de exploración, especialmente en países que carecen de un registro de seguimiento en desarrollo geotérmico. Solo existen algunos ejemplos de esquemas de FIT que se están aplicando a la energía geotérmica y la mayoría de ejemplos de ellos se encuentran en Europa continental. África y Asia han observado un interés incipiente en utilizar tarifas de alimentación de energía geotérmica; pero en algunos casos, los esfuerzos han derivado en políticas que fijan un precio tope en lugar de una FIT (por ejemplo, Indonesia).

El apoyo gubernamental a las sociedades público-privadas (PPP, por sus siglas en inglés) que involucra el concepto de construir-operar-transferir (BOT, por sus siglas en inglés) o contratos similares puede ser una opción de política lógica para países que pretenden un compromiso más limitado al desarrollo de energía geotérmica, tal como alcanzar un logro particular en un plan de expansión del sistema energético de un país o hasta desarrollar un proyecto individual. El modelo BOT utilizado en Filipinas y el modelo mexicano Obra Pública Financiada (OPF) demuestran la eficacia del enfoque.

Después de comprobar la viabilidad comercial de su sector geotérmico por medio de una serie de contratos exitosos de PPP en los que el gobierno asume el mayor riesgo de exploración y de recursos, el país puede considerar realizar la transición a modelos que distribuyan más este riesgo al desarrollador privado. Se pueden tener en consideración dos enfoques básicos.

El primer enfoque consiste en invitar propuestas de empresas privadas para desarrollar centrales geotérmicas por medio de concesiones o PPP en las que el desarrollador privado asuma más riesgo de exploración o de recursos. Sin embargo, el desarrollador o inversionista en este caso requerirían que se les compense por el riesgo mayor por medio de un precio más alto de la electricidad para el tomador regular, o por otros medios. Muchos países han preferido financiar directamente las fases riesgosas de la fase de exploración/explotación/producción (upstream) debido a este conflicto de objetivos. En efecto, los países en desarrollo que involucran activamente al sector privado en el desarrollo geotérmico actual (p. ej., las Filipinas) ya han hecho uso de grandes volúmenes de fondos públicos y ayuda oficial al desarrollo para financiar la exploración de recursos geotérmicos.

El segundo enfoque, un compromiso de política nacional para apoyar la generación de energía geotérmica, tal como la FIT, en tanto que elimina gradualmente el apoyo público en las fases de exploración/explotación/producción (upstream), cuenta con una probabilidad de tener éxito, si: a) la confirmación de exploración y recursos geotérmicos derivada del apoyo público anterior se encuentra muy avanzada en muchas áreas del país, así que existe una posibilidad considerable para el desarrollo inmediato de “proyectos de reacondicionamiento” en lugar de “proyectos nuevos”, b) las empresas que se espera que respondan son financieramente aptas para asumir el riesgo de exploración residual que incluye, de ser necesario, financiación mediante el balance general en lugar de buscarla por medio de préstamos; y c) la tarifa de tomador regular o FIT es suficiente para compensar al desarrollador por el costo con incremento gradual relativo a alternativas de generación de costo más bajo, si las hubiera.

El aumento de la participación privada en el sector también puede llevarse a cabo mediante la privatización de la empresa nacional de desarrollo geotérmico y sus activos. Sin embargo, esto no necesariamente conduce a un mayor desarrollo geotérmico por parte de las entidades del sector inversionista para un desarrollador geotérmico mayor.

Aspecto Financiero

El cuarto elemento clave del desarrollo exitoso de energía geotérmica lo constituye el aspecto financiero. Realizar la ampliación a un desarrollo de energía geotérmica requiere la participación activa tanto del sector público como el privado. Confiar exclusivamente en capital comercial para un desarrollo geotérmico es raramente viable, incluso en mercados de países desarrollados. En países en desarrollo, en donde los retos

que van implicados en atraer capital privado hacia proyectos geotérmicos son a menudo mayores, el compromiso del sector público, que incluye al gobierno del país, donantes internacionales e instituciones financieras, constituye un elemento esencial del éxito en la movilización de capital.

Las funciones respectivas del sector público y privado en movilizar las finanzas para desarrollo geotérmico dependen de las circunstancias particulares del país, que incluyen la situación fiscal del gobierno, la preferencia del gobierno sobre el nivel de participación del sector privado; el nivel deseado de integración vertical del mercado de desarrollo geotérmico y otros factores.

Si se tiene pensado obtener financiación del sector privado para proyectos geotérmicos, los costos de capital deben considerarse cuidadosamente, ya que los financistas podrían exigir una prima alta por los riesgos implicados. Esto es válido tanto para la deuda como para el capital social, y se debe hacer especial énfasis en la función de este último. Aunque financiar la deuda por lo regular cubre la mayor parte de los requisitos de capital (comúnmente, del 60% al 70% del costo total del proyecto), los prestamistas usualmente exigen que también se invierta una cantidad significativa del capital en el proyecto. Sin embargo, es probable que los inversionistas capitalistas privados exijan tasas de rendimiento relativamente altas sobre su capital invertido. Exigir un rendimiento sobre el capital del 20% al 30% al año no es poco usual, debido a los riesgos anteriormente indicados.

Además, desde una perspectiva del inversionista capitalista, los factores de riesgo incluyen los riesgos ligados a la estructura de financiación (apalancamiento). Por ejemplo, el rendimiento sobre el capital es sensible a cambios en los términos de financiación de la deuda. Estos términos incluyen, entre otros, la tasa de interés, el periodo de vencimiento, el periodo de gracia (si corresponde) y la proporción deuda-capital social.

Una de las opciones para llevar el rendimiento sobre el capital por encima de la tasa de umbral requerida por el inversionista privado es que el gobierno (o donantes internacionales) otorgue-financie una parte de los costos del desarrollo inicial del proyecto, lo que incluye la perforación de exploración. Un ejemplo ilustrativo muestra el impacto de un gobierno o donante comprometido a absorber el 50% de los costos durante los primeros tres años de un proyecto de energía geotérmica de 50MW. Tal participación del costo de inversión en las primeras fases del proyecto puede aumentar el rendimiento sobre el capital calculado del inversionista privado hasta un nivel que sea suficientemente atractivo para los inversionistas, sin necesidad de que el gobierno subsidie o eleve la tarifa para los clientes.

En el plano internacional, se han utilizado muchos modelos distintos de desarrollo y financiación para el desarrollo de energía geotérmica. Se han adoptado diversos modelos incluso dentro de un solo país, ya sea de forma consecutiva en toda la nación o al mismo tiempo en diferentes campos. Las estructuras de financiación y las correspondientes distribuciones del riesgo pueden variar ampliamente.

Manual de Geotermia: Como Planificar y Financiar la Generación de Electricidad, (002/12). Energy Sector Management Assistance Program, ESMAP, Informe Técnico.

Hallazgos Geológicos-Costos de Exploración

Leyendo el reporte de JICA de 1991, en el aspecto geológico, el yacimiento sigue aportando su caudal de vapor de agua, así que es factible su explotación dada que la geología no ha cambiado en 26 años.

En cuanto a los costos estimados de construcción, las construcciones a saber son:

- 1-Reclamacion de la tierra
- 2-Instalaciones de campo
- 3-Trabajos Civiles
- 3.1- Perforación de pozos de producción
- 3.2-Casa de potencia y edificio
- 3.3- Otras instalaciones
- 4- Equipo electromecánico
- 4.1- Turbina y generador
- 4.2- Otros equipos
- 5-Lineas de transmisión

Total, de Costos Directos: U\$D 88.144.530

- 1- Contingencias físicas
- 2- Aranceles Consultor
- 3- Costos Administrativos

Total, de Costos Indirectos: U\$D 8.368.000

Gran Total: U\$D 96.512.530

El tiempo estimado para realizar todas estas construcciones es de 5 años.

Comparando los costos de inversión total, entre 1991 y 2011, JICA (1991) había estimado una inversión total de U\$D 53.000.000 Llevados a valor dólar de 2017 son U\$D 96.721.000 De todas maneras, la Gobernación de Neuquén había conseguido inversores australianos y canadienses en 2011, con una inversión aproximada de U\$D 132.000.000, el mismo proyecto de 30 MW. La diferencia se especula no tanto en la inflación, sino en que el proyecto en 2011 consideraba un aumento en la capacidad de potencia en la planta en poco tiempo.

Flujo de Fondo (FF)-Análisis Financiero-Modelo JICA 1991 (US\$-2017)

El FF se puede ver en el Anexo en la Tabla X. Para su armado, se obtuvieron los valores de JICA (1991) y llevados a valor dólar de 2017. Luego se calcularon el VAN, la TIR, la TIRM (Económica y Financiera) y los resultados fueron muy parecidos a los obtenidos en 1991 por JICA. En todos los casos se obtuvo que el Proyecto era viable de hacer.

Para calcular dichas variables financieras, se utilizó la planilla de cálculos de EXCEL con sus funciones financieras. También se calculó el tiempo de Recupero Descontado y la Depreciación usando el método de la línea recta (JICA, 1991).

Análisis de Sensibilidad

En el punto 2.12. se hizo un análisis de sensibilidad, tomando como base el hecho por el ADI-QNQ en 2011. En él se utilizaron como variables las siguientes:

1-Costo de Planta (USD/kW), CAPEX Total (USD/kW), PPA (USD/MWh), y la TIR.

Lógica: en la medida que disminuye el Costo Planta y aumenta el CAPEX, la TIR se hace más pequeña. La TIR mayor se encuentra a valores del CAPEX = USD 3287/kW, con una tasa del 17,6%. Y la TIR menor, 11,9%, con un valor del CAPEX de USD 5.209 /kW

1- Para los valores del PPA (USD/MWh), el valor se hace más grande a 150 USD/MWh con la TIR = 17,7% (JICA, 1991).

Calculo del Valor de Perpetuidad del Proyecto

Se toma el ultimo FFC (Flujo de Fondo de caja) que se estima en la valoración, y se lo aumenta por la tasa de crecimiento de largo plazo (generalmente el 3%). Todo esto hay que dividirlo por la tasa de retorno. El resultado de este cálculo debe de ser descontado hasta el presente.

Ejemplo usando valores de esta tesina:

Flujos a 30 años (n = 30)

Tasa de descuento = 23% (TIRM)

El FFC al año 30 = 14.150.000 USD

Ritmo de crecimiento = 3% (asumido de EEUU)

A continuación, se calcula la perpetuidad de este proyecto.

$FFc \times (1 + g) = 14.150.000 \times (1 + 0,03) = 14.574.500$

Luego, $14.574.500 / (0,23 - 0,03) = 14.574.000 / 0,2 = 72.769.500$

Este valor llevado a valores presentes, $72.769.500 / (1 + 0,23)^{30} = 146.149$

Valor de Perpetuidad del Proyecto = 146.149 (U\$D)

Recuperado de: https://www.rankia.com/blog_imprimibles/blogdelinversor

Factores afectando los Costos del Desarrollo de la Potencia Geotermal

Un hallazgo de los costos a realizar o desembolsar en un proyecto de índole geotermal son los siguientes:

a) Costos de Exploración

1-Reconocimiento regional: esta primera fase se realiza en un área aproximada a los 1000' km², en orden de acotar el foco, e identificar áreas de interés potencial. Asumiendo una planta de 100 MW, el costo de estas actividades (geológicas, geoquímicas, geofísicas) son en promedio de U\$D770.000. Esto corresponde a U\$D 7,7/kW instalado.

2-Exploracion por distrito: esta fase se realiza acotando el área a explorar a 100'km², y se lo utiliza cuando se desea colocar un pozo de producción. Los gradientes de temperatura y relevamientos geofísicos son los más importantes en esta fase. El costo para perforar un pozo es de U\$D 1.5 a 3.0 millones (U\$D 22,5/kW).

3-Evaluacion de Prospección: en esta fase se trata de localizar el mejor prospecto y perforarlo. La probabilidad de tener éxito en esta fase es del 20-25%.

a) Esta fase de prospección usualmente cuesta cerca de U\$D 7.7 millones (U\$D77/kW). En proyectos geotérmicos en los EEUU, con plantas de 10 a 50 MW, el costo es de U\$D 100+/kW a U\$D 200+/kW.

Algunos costos hallados en la literatura son: U\$D 107.2/kW, U\$D 125,9/kW, U\$D 101,1 a 130/kW, 88,5 a 142 /kW (todos en U\$D/2004), y en la etapa exploratoria.

b) Retraso de las operaciones y su impacto en los costos de Exploración

1-Las compañías privadas no tiene acceso a préstamos bancarios.

2- Búsqueda de inversores.

3-Años en finalizar las instalaciones varias de 3 a 5 años, resultando en una tasa más alta de interés al dinero prestado, por ejemplo, U\$D 150 prestados al 17% por 4 años, corresponde un costo actual de $150 \times (1,17)^4 = \text{U\$D}281/\text{kW}$ para cuando la planta este lista y empiece a “playback”.

4- Permisos municipales, ambientales, negativa de los lugareños, etc.

Este es un caso muy exhaustivo, ya que el proyecto de construir una planta de potencia en Copahue-Caviahue, ya ha sido viniendo rechazada en audiencias públicas

desde 1991, pasando por inversores como los japoneses, americanos, australianos y canadienses, en un lapso que ya llevan 26 años.

En un hipotético proyecto geotermal, con 17 años de demora, se verá a continuación el incremento de demora en los costos de exploración año a año.

5-Inestabilidad Política

6-Estallido Social

7-Guerra Civil, Grupos Terroristas (ejemplos: FARC en Colombia, Sendero Luminoso en, Peru, Montoneros en Argentina, Tupamaros en Uruguay)

8-Terremotos

9-Inundaciones

10-Aludes de montaña

11-Erupcion de volcanes

12-Tsunamis

13-Huracanes

14-Mala Administración

15-Gente no idónea y no capacitada para las diversas tareas (RRHH)

Los mayores factores afectando los costos de exploración son, resumiendo:

1-La naturaleza del proyecto.

2- El tamaño/dimensiones del proyecto.

3-La roca y el recurso afectando la perforación.

4-Cuan accesible es el lugar en donde se halla el recurso, topografía, rutas de acceso, etc.

5- Los altos costos de financiamiento, como ser, tasas de interés, tasas de retorno, relacionadas al riesgo financiero.

6-El tiempo de demora total hasta que la planta sea puesta en funcionamiento.

d) Confirmación

Esta fase mayormente consiste en perforar pozos adicionales y testear sus ritmos (rates) de flujo, hasta llegar aproximadamente al 25% de capacidad del recurso necesitado para que el proyecto sea confirmado. Los costos de perforación contabilizan un 80% del total del costo de los pozos confirmados.

Dos mayores factores controlan los costos de perforación, estos son: i) el costo de perforar pozos individuales, ii) el número de pozos a perforar.

Los pozos de confirmación tienen un costo de USD 150/kW. Esto corresponde, a grosso modo, a un cuarto (1/4) del costo total de los pozos perforados, desde el momento no requiere el 25% de la capacidad de inyección para ser perforados. Sumando los costos de exploración y de confirmación, el promedio combinado de los costos oscila en los USD300/kW.

d) Desarrollo del Sitio

Esta fase incluye: todas las actividades que llevan a la puesta en función de la planta, diseño de la planta, elección de las tecnologías asociadas para el diseño de la planta, perforación del pozo de testeo hasta que todos los requerimientos del vapor y salmuera sean alcanzados, construcción e instalación de la planta de potencia, y conexión a la grilla nacional de electricidad.

Al realizar una perforación geotérmica, es muy parecida a una petrolera, por lo tanto, requiere de un “casing”, en donde el “agujero” que se perfora va entubado para protegerlo de derrumbes internos, impurezas, etc. Este casing, muchas veces son de titanio, y el costo es de USD 1000/pie, (1 pie = 33cm), por ejemplo, saldría un costo de USD 2,4 millones para entubar 2400 de casing de titanio. Sin embargo, este procedimiento es muy raro, salvo que el porcentaje de salmuera sea muy elevado.

GeotherEx, una subsidiaria de la empresa francesa SCHLUMBERGER, cálculo de manera empírica una fórmula para establecer los costos de perforación, esta es:

Costos de perforación (USD) = 240.785 + 210 x (profundidad en pies) + 0.019069 x (profundidad en pies). El promedio del costo de perforación es entre 2-5 millones (USD).

Parámetros del Mercado

Desde que la industria petrolera compite con la industria geotérmica por equipo de perforación, las plataformas de perforación pueden no estar disponibles. Cuando las condiciones del mercado y los precios de la energía disparan más exploración y producción de ambas industrias, el número limitado de plataformas de perforación tiene que ser compartido entre ambas industrias, y los perforadores siempre toman la oferta más favorable para ellos. El costo de los servicios de perforación puede tornarse volátil durante el periodo caracterizado por un desbalance en el mercado entre la oferta y la demanda y rápidamente los costos suben un 20% o más. La misma lógica se aplica para otros componentes de los costos de perforación. La reciente evolución del acero, cemento y los precios de los combustibles ilustran la volatilidad para otros costos y componentes de la perforación, como equipo y bienes necesarios para perforar.

Algunos Costos Adicionales

Algunos costos razonables de perforación en USD son: \$629/kW instalados para una planta flash, y \$323/kW para una binaria. GeothermEx, (2004), proveyó costos

variando entre \$368 a \$500/kW. De todos modos, este estudio no selecciono recursos analizados bajo la lupa del criterio de la factibilidad económica, entonces incluye extremadamente costos muy altos. Tomando en cuenta proyectos con costos específicos de capital por debajo de \$2400/kW, el promedio de los gastos corresponde a \$4648/kW. Sin embargo, esta estimación solo considera sitios geotermiales conocidos con existente producción de pozos y excluye los costos de perforación confirmados.

Entrevistas con desarrolladores de campos geotermiales, revelan que el costo total de perforación (confirmación + desarrollo del sitio de perforación) tiene un rango que va de \$600/kW por sobre los \$1200/kW con un promedio de costos de perforación muy cerca de las \$1000/kW.

Otros Costos de Desarrollo *in situ*

Otros costos in-situ, corresponden a todos otros costos necesarios para colocar la planta de potencia a funcionar. Estos incluyen el costo de la planta de potencia, el sistema recolector, todas las tuberías y bombas, reducción de la contaminación, trabajos regulatorios ambientales, subestación eléctrica, y la conexión de las líneas de transmisión, trabajos civiles (rutas, etc.), ingeniería, temas legales, regulatorios, documentación y actividades de reporte.

Autorización del Proyecto

El costo y el tiempo requerido para estimar y revisar los documentos ambientales para la fase de exploración son \$65.000 y 6 meses.

Sistema de Recolector de Vapor

Este sistema es la red de tubos concretando la planta de energía con los pozos de producción e inyectadores. El costo de estas instalaciones varia ampliamente dependiendo en la distancia desde el de producción e inyectadores a la planta de potencia, la presión de fluidez, y la química de los fluidos producidos. Los tubos de acero y carbón son usados en la mayoría de los recursos de geotermia y pueden ser completamente instalados **entre \$15 a \$25 por pulgada de diámetro por pie de largo** (ejemplo, 24" x 1000 pies x \$20 = \$480.000). Para la salmuera altamente corrosiva, sistemas de aleaciones como varios dúplex de acero inoxidable con alto contenido de aleaciones de nickel o tuberías revestidas pueden ser dos o hasta cinco veces el costo del acero carbonoso.

Sistemas de vapor seco son relativamente simples, requiriendo solamente vapor y tuberías de inyección condensada y un mínimo de aparatos de vapor limpiados. Los sistemas de "Single-flash", e inyecciones condensadas tienen cuatro sets de tuberías: 1) el flujo de la fase doble (salmuera + vapor) que nutre al separador, 2) el sistema de tuberías que proveen a la turbina, 3) la tubería de salmuera que deja al separador, y 4) la gastada salmuera + condensado que es retornado para la inyección. Para sistemas binarios, solo la línea de salmuera caliente y la salmuera de inyección fría son requeridas. Válvulas, instrumentos, instrumentos de adquisición de datos deben de ser adquiridos en los sistemas de recolección e inyección, cuales son muy significantes. Las tuberías y los controles **pueden variar desde \$100 a \$250kW**. Conversaciones con los desarrolladores, de **todos modos, indican que el sistema de recolección de vapores de alta temperatura, dual-flash, pueden exceder los \$400/kW instalados.**

Los procesadores dan vapor se utilizan antes que el vapor entre en las turbinas, su costo oscila de \$25 a 4100/kW dependiendo en su complejidad.

Líneas de Transmisión

Costos de la Construcción de las Líneas de Transmisión

\$223.741/km, \$211.311/km, \$ 166.763/km, \$217.526 - \$279.676/km

Economías de Escala

Estas economías, pueden significativamente reducir el costo específico de algunos componentes. Sanyal (2005) estima que los costos de capital de proyectos geotérmicos con una capacidad en un rango de 5 a 150 MW declinan exponencialmente con su capacidad acorde a la siguiente relación: $CC = 2500 \cdot e^{-0.0025(P - 5)}$, donde CC representa los costos de capital (nivelados) y P la capacidad de potencia (kW).

Para el proyecto de Copahue-Caviahue sería: $CC = 2500 \cdot e^{-0.0025(30000 - 5)} = 75,175,203.28$, **\$136,714,620 millones (a valores de 2017)**.

Lógica y Explicación:

El siguiente tema presenta el análisis de la sensibilidad del costo de la energía de energía geotérmica debido a: i) costo de capital, ii) operaciones y mantenimiento (O & M), iii) perforación de pozos de “make-up” (pozos accesorios para incrementar la productividad de vapor), iv) características del recurso (productividad del recurso y su ratio de declinación), v) desarrollo y las opciones operacionales(capacidad instalada de planta, números de años de perforación de “make-up” pozos, y vida del proyecto), vi) “clima” macro-económico (por ejemplo: tasas de interés e inflación).

Los costos se refieren a costos nivelados (“levelized costs”), es decir, mediante una fórmula, se pueden calcular los costos de un proyecto entero que se pueden comparar con otros costos independientemente de que energía renovable se trate esta, solar, eólica, hidroeléctrica, etc.

Los costos nivelados se miden en USD centavos por kilovatios-hora (U\$¢/kWh), sobre toda la vida del proyecto, en esta tesina y proyecto en Copahue-Caviahue, amortizado sobre 30 años, se excluyen royalties, impuestos, o crédito fiscal esta excluidos. Un rango de desarrollo de 5 a 150 MW, con 50 MW como caso base es considerado. La economía de escala en el costo de capital y el costo de O & M, como así también la alta productividad de la ratio de declinación debido al incremento de la capacidad instalada están tomadas en cuenta. El costo de capital no incluye el costo de las líneas de transmisión o ningún costo factor sorpresa debido a conformidad regulatoria o mitigaciones ambientales.

Explicación o Base Lógica

El costo de energía, es reducido si la capacidad de generación está a un 100%, debido a la perforación de “make-up” pozos, al menos por los primeros 10 años o un poco más, luego de comenzadas las operaciones de la planta geotérmica. Sin embargo, seguir perforando “make-ups” pasados los 20 años no reduce el costo de potencia. El

mínimo realizable costo de potencia es insensible a la capacidad de la planta, y está en el orden de los 3.4U\$/kWh (2005). Hay oportunidades significativas en reducir los costos a través de la experiencia ganada específica del sitio en donde se realizan las operaciones, a través de un buen gerenciamiento del recurso (resource management) y operación de la planta de potencia a través de la vida del proyecto.

El costo de la energía es muy sensible al costo por unidad de O & M, seguido por la unidad del costo del capital tasa de interés, y tasa de inflación, es insensible a la tasa de declinación en la productividad, productividad de los pozos, y costos de perforación por pozo. El clima macro-económico tiene relativamente un menor impacto sobre los costos de potencia. Operando pequeñas plantas después de su vida útil de su periodo de amortización de 30 años, puede substancialmente reducir los costos de potencia; esta reducción es insignificante para plantas de 50 MW o mayores. Los costos de potencia no sufren una declinación significativa con un incremento de la capacidad de la planta, excepto en la improbable situación de la declinación de un pozo productivo siendo este insensible a la capacidad de la planta.

En la inusual situación de la ausencia de una economía de escala, el costo de la potencia aumenta con la capacidad de la planta. El mínimo factible es aun 3.4U\$/kWh (2005). Para una planta de 50 MW, el costo de la potencia nivelada (levelized) podría estar entre 3.6U\$/kWh hasta 4.1U\$/kWh (2005).

Sanyal, S. K., (2005), Costo of Geothermal Power and Factors tha Affect It, GeothermEx, Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalaya, Turkey, 24-29.

Para el caso de Copahue-Caviahue, usando los datos en esta tesina presentados en otros puntos de la misma, calcularemos el costo nivelado en U\$/kWh

Fórmula:

LCOE (Levelized Cost of Energy) = Inversión Total en el Proyecto/Energía Producida en la Vida Útil del Proyecto (formula más expeditiva).

Factor de carga: 90%

Inversión: U\$D 96.721.000

Energía Total en 30 años: $0,90 \times 365 \times 24 \times 30000000 \text{ Watts} = 2.3652 \times 10^{11}/1000 = 236.520.000 \text{ kW}$

LCOE= $U\$D 96.721.000/236.520.000 = 0,4089 \sim \underline{U\$40,1/kWh}$

Es indudable que el costo a lo largo de 30 años es alto. Lo que indica que el costo de la energía en EEUU es mucho más accesible a los usuarios de ese país. Luchetti, P. 2017

Otros Costos

Costos “soft”:

Estos son una serie de costos relacionados al proyecto y su desarrollo y temas financieros. Generalmente corresponden a un 6 a 10% del total de los gastos e incluyen el total de gastos que involucran ingeniería, temas legales, temas regulatorios, documentación y reporte de actividades. Otros muy importantes costos “soft” son las cargas financieras, y matriculas, requeridos para juntar el capital necesario para financiar el proyecto para gastos generales.

Los costos laborales son el 41% del costo total del proyecto. El costo de la materia prima y equipamiento salen un 40% de los costos del proyecto.

Mecanismos Financieros y el Ambiente Macro-Económico

El primer objetivo de cada proyecto es de ser rentable. Para un proyecto geotérmico, las ganancias están relacionadas a la diferencia entre el precio obtenido por la potencia y el costo por producirla. La estructura financiera, condiciones y costos relacionados son un importante factor influenciando los costos nivelados de la energía y la rentabilidad del proyecto.

Aparte del monto inicial del capital invertido, y en la manera que fue obtenido, influenciara con el resultado del costo de potencia.

Costos de Operación

Asumiendo los requerimientos de un staff de 40 empleados, los costos operativos de una planta de potencia de 50 MW son de \$7/MWh.

Costos de Mantenimiento

Los costos estimados anuales del mantenimiento de una planta de la energía son el 5% del costo inicial. Se consideran una inversión inicial de \$1400/kW, y estimativamente el promedio de los costos de mantenimiento son \$9/MWh.

Cooley, D. 1997. Making the Operation of a Geothermal Power Plant Cost Competitive” Geothermal Resources Council Transactions, Vol. 21.

Variación en las Inversiones Totales en el Proyecto de Copahue-Caviahue

Analizando la inversión total calculada por JICA en 1991 hasta el 2015, el total de las inversiones siempre ha variado, hasta en muy pocos años, siempre siendo más que la anterior.

En 1991 JICA vino con una inversión inicial de USD 53.000.000, que a valores actuales serían unos USD 96.721.000 Otras inversiones acaecidas entre 2011 y 2015, llegaron a los USD 100.000.000, USD 117.000.000, USD 111.000.000, y USD 132.000.000

Esto puede deberse a una ampliación del proyecto, inflación, encarecimiento de la mano de obra, combustibles, alimentación para los obreros, materiales, turbina, generadores, , tasa de interés, etc. Habría que analizar más detenidamente el porqué de estas variaciones en tan poco tiempo.

Algo muy interesante para destacar, es que en una de las ultimas licitaciones se hablaba de ampliar el Proyecto a más capacidad, es decir, a más de 30 MW o con la posibilidad de agrandarlo a una capacidad de potencia rondando los 90 MW (ADI-NQN). De todas maneras, este Proyecto volvió a quedar en la nada por la oposición de los lugareños, que ya suman 26 los años que Proyecto tras Proyecto van obstaculizándolo. Luchetti, P. (2017)

Tarifas de Electricidad en Neuquén-Consumo-Ganancias por Distribuidora

La tarifa de la CALF quedo al tope entre los seis más altos distribuidores de la región: EDERSA, EPEN, y las cooperativas Plottier, Cutral-Co y Zapala. Tomando como referencia un consumo residencial de 300kWh/mes, la distribuidora capitalina cobra \$A 849,45 pesos finales con impuestos, lo que representa más del 100% que la que menos cobra (EDERSA) y un 33% por encima del segundo más cara. Para un consumo de 400 kWh/mes, la diferencia se estira: \$A 1.323,15 pesos que significan 250% por encima de la más barata y 41% más que su seguidora.

Para el consumo comercial, la CALF mantiene el liderazgo en los precios más caros, pero otras dos distribuidoras comparten el rango de valores. Con una demanda mensual de 1.500kWh/m los precios finales muestran que la cooperativa capitalina cobra \$A 4.948,38 pesos finales con impuestos, mientras que COPELCO (Cutral Co) factura \$A 4.421,80 pesos, en Plottier se cobra \$A 4.267,15 pesos, en Zapala \$A2.990,30 pesos, el EPEN \$A 2.088,39 pesos y EDERSA \$A 1.563,31 pesos. Recuperado de:

<http://www.epen.gov.ar/informacion/cuadrotarifario.php>

Hallazgos de Duración y de Precios Promedios (U\$S/2017) en la Exploración

Si bien muchos de estos datos han sido trabajados siguiendo el Modelo de Montecarlo (MC), solo se lo menciona, ya que requeriría un estudio estadístico que sale fuera del alcance de esta tesina, y solo se dan los resultados finales sin entrar en muchos detalles del dicho método (MC). Duración de las Actividades y sus Costos

Fuente: Dorp, et al, 2005

Como dicho previamente, estos datos son más que nada estadísticos para hacer ver al leyente de esta tesina la duración de las actividades y sus costos solamente.

Si bien fueron calculados con sofisticados softwares y existen explicaciones para estos datos en el recuadro, no siguen la línea de desarrollo de esta tesina de un MBA, más que nada los resultados que son más que explícitos de por si.

Como dicho previamente, estos datos son más que nada estadísticos para hacer ver al leyente de esta tesina la duración de la actividad geotermal solamente.

Si bien fueron calculados con sofisticados softwares y existen explicaciones para estos datos en el recuadro, no siguen la línea de desarrollo de esta tesina de un MBA, más que nada los resultados que son más que explícitos de por sí.

Otros hallazgos vinculados a los costos de una planta de energía geotérmica

Calcular los costos haciendo sus respectivos análisis no es una tarea común en las arenas nacionales e internacionales. Hay muchos factores que influyen el costo de una planta de potencia de energía geotermal. En general, están afectadas por el costo del acero, otros metales y mano de obra, cuales son universales a la industria de potencia (DiPippo, 1999). Plantas de potencia geotermales depende de los siguientes costos:

- a) Tipo de recurso (vapor o agua caliente).
- b) Temperatura de recurso.
- c) Productividad del recurso.
- d) Tamaño de la planta del recurso.
- e) Tipo de la planta de potencia.
- f) Leyes ambientales.
- g) Costo de capital.
- h) Costo de la mano de obra.

Los primeros tres factores que influyen el número de pozos están vinculados con la capacidad de la planta. Los otros tres ítems determinan el costo de capital, y los últimos dos afectan el costo de mantener en funcionamiento a la planta.

El costo de capital de la planta geotermal, contiene el costo de la tierra, perforación de pozos, e incluye edificios, y la planta de potencia. El costo de capital para una planta de potencia geotermal está en un rango de U\$S 1532,63 – U\$S 3998,18/kW (U\$S 2017), dependiendo de la química del recurso, tecnología, y temperatura empleada (Shibaki, et al, 2003).

Dentro de los costos, uno de los que no hay que olvidar referenciar, es el de la construcción de las líneas de transmisión. Se llevan un gran porcentaje significativo del proyecto geotérmico.

El análisis de una inversión en un proyecto geotérmico, para desarrollos de la misma índole, no se encuentran muy frecuentemente en la literatura. Es muy frecuente asumir que los costos para desarrollar este tipo de proyectos son difíciles de predecir por la incertidumbre que encierra las perforaciones de carácter geotérmico. El costo de la inversión en una planta de potencia geotérmica, se divide en el costo del equipamiento en superficie, y las actividades y el costo de la inversión del subsuelo (Stefanson, 2002).

Costos Operativos y de Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) consisten de todos los costos incurridos durante la faz operacional de la planta de potencia. Los costos Operativos, cubren todas las expensas relacionadas a la parte operativa de la planta. La mano de

obra, es la más importante de estos costos. Otros costos expuestos involucran el gasto de bienes consumibles como lubricantes, químicos para mitigar el H₂S (ácido sulfhídrico), control de la corrosión, combustible para los vehículos, partes accesorias, etc.), y otras misceláneas. Los costos de mantenimiento acaparan todos los costos de todos los gastos relacionados al mantenimiento del equipo, como ser tubos de campo, turbinas, generadores, vehículos, edificios, etc., en buen status para realizar sus respectivos trabajos.

Geothermal Energy Asociación, 2005.

Cabe destacar, que a pesar de utilizar un programa online americano para calcular la inflación desde 1991 y así obtener los valores del U\$S para 2017, el monto total de la inversión cae dentro del rango de lo calculado por el Gobierno del Neuquén con inversionistas extranjeros australianos, canadienses e islandeses, oscilando estos entre U\$S 100 y U\$S 132 millones de dólares americanos para todo el Proyecto.

Hance, 2005.

Análisis de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Argentina

“El país no tiene estrategia ni planificación para desarrollar las ERNC ni un marco jurídico adecuado ni una institución pública para promover estas energías y liderar y coordinar las acciones del Estado, como tienen por ejemplo España (IDAE), y Francia (Ademe), ni tampoco mecanismos de financiamiento adecuado al desarrollo de estas nuevas energías. El resultado es que la capacidad de ERNC destinada a la electricidad de gran potencia en el país, energía eólica en casi toda su totalidad, es insignificante: 218 MW.”

“De estos 218 MW eólicos unos 30MW se instalaron en la década de 1990, parte de los cuales no funcionan, y el resto, unos 190MW, se han construido en los últimos diez años. Este es un valor intrascendente respecto a toda comparación que uno pueda hacer: 1) al recurso potencial del país, que solo en energía eólica “onshore” (en tierra), es del orden de millones de MW, 2) a la capacidad eólica instalada en el mundo, 318.137 MW, 3) a la capacidad instalada en Latinoamérica, 6.500 MW, 4) al objetivo que por la Ley 26.190/06 se fijó para el año 2016, 8% del consumo de energía eléctrica con ERNC, que es equivalente a aproximadamente 3.000 a 3.500 MW. Meta que no fue muy ambiciosa entonces pero hoy parece utópica, 5) a la capacidad eléctrica instalada total en el país, que es del orden de los 25.000 a 30.000MW, y 6) al total de los proyectos aprobados con la licitación del año 2009, GENREN, 753MW.” (Rotaèche, Luis M., 2016).”

“Las únicas ERNC que figuran en el mapa de Argentina son la eólica y la solar, no así la geotérmica, que requiere de una inversión significativa al principio, pero a los cinco años cuando se finalizan las labores, la planta comienza a producir electricidad y tiene costos de O&M bajos, generando ingresos considerables, un periodo de recuperación del capital de inversión entre nueve a catorce años para una planta de 30 años de vida útil y de 30MW de capacidad con un factor del 90%.”

(Rotaèche, 2016, p.)

Tarifas Regulares de Electricidad en Argentina ((Rotaecche, Luis M., 2016)

“Argentina (GENREN):

- Se establece un precio fijo en dólares americanos durante los 15 años de vigencia del contrato por los MWh que sean entregados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).
- El despacho es libre, la generación eólica es tratada como generación hidráulica pasada.
- Los costos y cargos por la conexión y el uso de las redes son reintegrados al titular del Parque Eólico.
- El generador tiene a su cargo todos los costos del tendido de nuevas líneas y de ampliación de la capacidad de transporte para su vinculación al SADI.
- Los ingresos que puedan derivarse de Certificados de Reducción de Emisiones (bonos CER) son percibidos por el titular del proyecto.
- Los desarrolladores pueden acceder al Régimen Promocional de Autorización Acelerada para reducir el impacto financiero de la alícuota del 35% del Impuesto a las Ganancias.
- Se considera que el titular del proyecto está en condiciones de percibir la remuneración adicional máxima establecida en la Ley No 26.190 (\$15/MWh ajustado por el Coeficiente de Actualización Trimestral (CAT): 1,7998).”

La Economía del Desarrollo Sustentable de la Energía Geotérmica-Hallazgo

En la planificación del desarrollo de un campo geotérmico, existe un intercambio de valores entre la capacidad de la planta y el costo de los pozos accesorios de perforación (make-up drilling). Una planta de potencia geotérmica grande se beneficia de las economías de escala en la construcción y la operación de las instalaciones en superficie. Por otro lado, una planta de gran capacidad coloca un factor muy grande sobre el reservorio geotermal, que causa altos ratios de declinación en la productividad del pozo (s). Altos ratios de declinación requieren un número grande de “make-up” pozos. Debido a que el costo de los pozos accesorios ocurre más tarde en el proyecto de vida útil del mismo, este costo tiene un impacto bajo en la economía del proyecto comparado a los costos principales de inversión al comienzo de su construcción. Similarmente, la pérdida de ganancia debido a la declinación en el “output” (salida) más tarde en la vida del proyecto es menos significativa que la ganancia al comienzo del proyecto por la limitada capacidad de la planta geotérmica.

En esta discusión se comparan un escenario de desarrollo conservador y otro más agresivo de un hipotético campo geotérmico. En el conservador, el desarrollador instala una planta de capacidad que es asumida a representar una modesta carga de 30MW en el reservorio. El porcentaje de declinación es menor al 2%/año, la capacidad de la planta es mantenida a full, a través de toda la vida del proyecto, y los pozos accesorios incrementan a los pozos productivos en un 40%.

En el escenario agresivo, el desarrollador instala tres veces la capacidad de la primera planta, a 90MW, que es asumida estar en o cercano a la capacidad sostenible máxima del reservorio. Las declinaciones en la productividad de los pozos empiezan a un 20%/año y bajan gradualmente a un 3%/año. El “output” es mantenido a capacidad

total (full) solo hasta el año 20 de 30 años de vida del proyecto, declinando gradualmente de allí en más a un 70% a capacidad total. Los pozos accesorios aumentan el número de pozos de producción por 2,5 veces más.

Un análisis económico muestra, basado en estas hipótesis, que el escenario agresivo tiene un mejor retorno sobre la inversión descontado (DROI) y un valor presente (Present Worth-PW) casi tres veces más grande que el escenario conservador, a pesar del número de pozos accesorios de perforación y la declinación tardía en la producción.

En la medida que los mercados de electricidad se mueven hacia un alto grado de elección del consumidor, en la selección de las fuentes de energía, la sostenibilidad es uno de los puntos estratégicos de venta de la energía geotérmica. Por bajo de una condición hipotética de demanda ilimitada de electricidad a un precio rentable, el modelo dice que un desarrollador de energía geotérmica instalara una capacidad de planta que pueda ser sostenible por un número de años por acción de pozos accesorios (el periodo sostenible), seguido de periodos de declinación en la medida que los pozos accesorios comienzan a ser menos rentables (el periodo de declinación), seguido por un periodo de (si las condiciones económicas permanecen optimas) declinación despreciable, en donde la masa sacada del reservorio se balancea por recarga natural e inyección (el periodo renovable). ¿Pero si la percepción del público acerca de la sostenibilidad es importante, porque el desarrollador no limita la capacidad de la planta desde el comienzo a un nivel en donde la declinación es despreciable y el “ouput” constante pueda ser indefinidamente sostenible?

La respuesta es que instalando niveles muy altos de capacidad de una planta y mitigando la declinación con pozos accesorios de perforación, es generalmente más económico y por lo tanto constituye un mejor uso a la limitada capacidad energética desarrolladora de la sociedad. Grandes plantas geotérmicas benefician a las economías de escala en el uso del capital y la mano de obra. Por ejemplo, la construcción del sitio de una planta y sus líneas de transmisión incurren ciertamente en costos iniciales que podrían ser mejormente asimilados más fácilmente a lo largo de una planta de más capacidad. De igual manera, los requerimientos de staff (personal) no son proporcionales al tamaño de la planta, una planta grande puede manejarse efectivamente con pocos operadores por mega watt (MW). Además, plantas geotérmicas más grandes son generalmente más eficientes termodinámicamente. Por el contrario, una planta más grande pone una carga energética mayor en el reservorio geotérmico. Esto esta típicamente reflejado en los altos ratios de declinación en la capacidad individual de la producción de los pozos. Entonces, al elegir el tamaño óptimo para una planta geotérmica, hay una compensación entre obtener la ventaja máxima de las economías de escala y manteniendo los costos de perforación a niveles manejables. Lovekin, J., 2000

La Ilustración de la Hipótesis del Desarrollo Sostenible Geotérmico Energético

Esta compensación descrita arriba, se traduce a la comparación de dos economías de dos alternativas de escenarios de desarrollo, uno conservador y otro agresivo., para un campo hipotético geotermal. La Tabla 1 resume lo asumido para los dos escenarios. Los escenarios difieren en la capacidad de la planta, de 30MW y 90 MW, con declinación de la productividad de ratios de 2% versus 20%, y ahorros de las

economías de escala, de un 10% de reducción para el caso agresivo en los costos por kilowatt (kW) para el capital inicial y para mantenimiento y operaciones (O&M). La capacidad inicial de cada pozo es de 5MW y los costos de perforación por pozo es de U\$S 2,000,000, se asume que son iguales para ambos escenarios.

Los costos del capital inicial son de U\$S 74,000,000 para el conservador, y de U\$S 204,000,000 para el agresivo que están en función de cada escenario respectivamente al costo por kW instalado. En el mundo real, los ratios de declinación, capacidad de los pozos, capital, costos de O&M para los costos de las instalaciones de las plantas, y pozos individuales pueden variar muy ampliamente, pero los valores usados en esta situación hipotética están perfectamente bien dentro del rango aceptado.

Continuando con el ejemplo hipotético, el desarrollador en ambos escenarios, asume que recibe un precio constante de energía de U\$S 0,065 por kilovatio-hora (kWh), sin pago por capacidad de la planta. Los cálculos económicos son simplificados al asumir que el desarrollo es financiado con 100% de equity (no deuda), y estimando cero inflaciones e ignorando impuestos. Estas simplificaciones no distorsionan la economía subyacente, pero permite el impacto de calculaciones discontinuas en la corriente de ingresos y en los costos de las perforaciones de los “make-up” pozos a ser resaltados. El análisis asume un ratio de descuento anual de 10%, la atractividad relativa de ambos escenarios no es afectada al variar este ratio de descuento sobre n rango razonable.

El Escenario Conservador

La Figura 2 ilustra la performance del campo proyectado para 30 años de vida útil sobre el escenario conservador. Al comenzar el proyecto hay siete pozos productivos, con una capacidad de 35MW en la cabeza de pozo, 17% por arriba de la capacidad de la planta de 30MW (los MW son considerados ser MW netos disponibles para su venta). Debido a que la carga en el reservorio es modesta, la declinación en la producción comienza a una ratio muy bajo del 2%/año. La declinación se asume es armónica (la ratio mismo declina con el tiempo). Cuando la capacidad en la cabeza de pozo (MW) alcanza el mínimo requerido para mantener el “output” a full potencia, un pozo accesorio es perforado (uno cada ocho a nueve años en este escenario). Al final de la vida del proyecto, el número de pozos productivos ha subido a diez (un incremento del 43%), y el output de la planta permanece a potencia completa (full).

La Tabla 2, resume los resultados económicos del escenario conservador. La producción constante de la planta de 30MW genera ventas por energía anuales de 262,800 MWh y unas ganancias anuales de sobre de U\$S 17,000,000. Los costos de O&M de U\$S 200/kW instalada tiene un costo anual de U\$S 6,000,000. Estos resultados tienen un flujo de fondo neto de alrededor de U\$S 11,000,000/año, excepto en los años en que los “make-up” pozos reducen el flujo neto de caja por U\$S 2,000,000

Después de aplicar el factor de descuento del 10%, el costo acumulativo de los tres pozos accesorios (make-up wells) es de U\$S 1,665,000, y el cash flow neto acumulativo ronda en los U\$S 113,000,000 millones. Cuando el capital inicial es sustraído, U\$S 74,000,000, el proyecto aparece tener un PW de aproximadamente U\$S 39,000,000 millones. Dividiendo este monto por la inversión inicial da un retorno descontado sobre la inversión del **(DROI) 53.0%**

El Escenario Agresivo

La Figura 3 muestra un escenario contrastante de la performance en el mismo campo geotérmico, pero bajo condiciones más agresivas. Inicialmente, 21 pozos productivos proveen una capacidad de cabeza de pozo de 105MW, 17% por arriba de la capacidad de la planta de potencia de 90MW. Debido a que esta planta está hipotetizada a estar o llegar a la máxima capacidad sostenible del campo geotérmico, la declinación en la productividad de los pozos es asumida a comenzar relativamente al valor más alto del 20%/año. La declinación es armónica como antes, estos resultados de declinación van mermando hasta un 3%/año, hacia el final de la vida productiva del campo geotérmico que son 30 años. Los altos ratios de declinación inicial productiva, requiere un plan de perforar cuatro pozos accesorios durante el primer año, bajando a uno por año para el año número 13. En este escenario, los pozos “maque-up” se asume que se dejan de realizar en el año 20 de vida del proyecto, después que el número de pozos de producción hayan subido por arriba de 55 (2,5 veces el número inicial de pozos productivos). Como resultado, la producción de la planta empieza a declinar a la misma ratio como la declinación en la productividad de los pozos, llegando a un nivel de 64MW (71% de la potencia total), al final de la vida del proyecto.

La Tabla 3 muestra los resultados económicos en este escenario. La potencia productora es de 90MW y las ganancias anuales son de U\$S 51,000,000 millones a lo largo del año 19, declinando de ahí en más a ventas de electricidad de 552,706MWh y ganancias de U\$S 36,000,000 millones en el año 30. Los costos de O&M son de U\$S 180 por kW instalado (10% menos que en el escenario conservador) y acumula un costo de O&M anual de U\$S 16,200,000 millones. Esto se asume a seguir constante incluso luego de haber empezado la declinación de la producción eléctrica, porque la planta y su asociada infraestructura permanece igual. Los costos de los pozos accesorios (make-up) empiezan a U\$S 8 millones por año, reduciéndose a U\$S 2 millones por año en el año 13, y se finalizan todos juntos al año 20 de vida del proyecto. El flujo de fondos neto después de los primeros 20 años está en el rango de U\$S 27 a U\$S 35 millones (dependiendo en el número de make-up pozos para perforar por año), y declina sobre los próximos diez años a aproximadamente U\$S 20 millones cuando la planta deje de funcionar. Después de descontar el costo de perforar 34 pozos accesorios, se muestra que la cifra son U\$S 40 millones, y el descuento acumulativo del cash flow es aproximadamente U\$S 315 millones. Luego de sustraer la inversión inicial de U\$S 204 millones, el PW del proyecto bajo escenario agresivo es alrededor de U\$S 111 millones, con un **DROI de 54,3%**.

Conclusiones sacadas de los escenarios conservadores y agresivos

La comparación de estos dos escenarios muestra que para un razonable grupo de suposiciones acerca de la performance del recurso y los costos de desarrollo, el escenario agresivo tiene un más alto DROI y un PW casi tres veces más grande, a pesar de declinación inicial empinada en la productividad del pozo, el vasto número de pozos accesorios, y la baja de la producción de electricidad en los últimos 10 años. Esta es una simple consecuencia del valor del dinero en el tiempo, trabajando de dos maneras:

el gran impacto de tres veces las ganancias anuales en los primeros años, aun después de substraer el costo de los pozos accesorios, y el mínimo impacto sobre el PW de pérdida de ganancias en la faz tardía de la vida del proyecto.

El DROI más favorable fue para el escenario más agresivo, como resultado directo de las asumidas economías de escala. Si el capital y los costos de O&M fueran funciones lineales de la capacidad de la planta (eso es, si no hubiera costos de reducción por kW para una planta más grande), entonces cualquier reducción en la producción necesariamente reduciría el DROI. Por el ejemplo presentado aquí, si los factores de las economías de escala fueran reducidos de 10% a cero, el DROI del escenario agresivo se reduciría a 33,4%. De todos modos, sin las economías de escala, el PW del escenario agresivo aun estaría firme en los U\$S 74 millones, casi el doble comparado con el escenario conservador.

¿Entonces, cual escenario de desarrollo geotérmico es preferible? Acorde a ambos escenarios presentados anteriormente, el agresivo es mejor. El desarrollador obtiene un mejor retorno sobre la inversión, la sociedad obtiene un monto mayor de potencia amigable ambientalmente hablando a un costo más bajo por kW. Hay que admitir que este hipotético ejemplo es un poco artificial, por los supuestos de un mercado ilimitado. En la práctica, los tamaños de las instalaciones de la planta están dictaminadas por los límites puestos por el mercado en vez de los límites físicos de lo que el reservorio puede producir. Otra variable, es que la relación entre la carga del reservorio y la inclinación del declive de la producción no es perfectamente sabido al comienzo del proyecto. Esta relación puede ser estimada a través de simulación numérica, pero tales estimaciones no pueden ser tomadas muy restringidamente hasta que el campo geotérmico no tenga un poco más de “historia” productiva.

Aun, el ejemplo muestra que se puede ilustrar que existen beneficios y ventajas económicas y sociales en desarrollar recursos geotérmicos a su potencial total, en vez de seguir insistiendo en que la producción eléctrica constante durante toda la vida del proyecto debe ser asegurada.

Lovekin, J. W., 2005

Conclusión y Reflexiones Finales del “paper” de Lovekin. J. W. (2005)

La evaluación de proyectos de inversión se puede dividir en dos, la primera como evaluación económica y evaluación financiera. La evaluación financiera apunta a investigar cual proyecto es estimado en ser rentable, si funcionara tranquilamente o no, con sus posiciones financieras corrientes. En este tipo de evaluación, se discute y analizan los fondos financieros del proyecto, y su flujo de caja es también estudiado y analizado.

En esta tesina, se analizaron la TIR y el VAN, con datos sacados del reporte JICA de 1991, pero a valores dólar americano 2017 usando un programa online americano libre al público. Se utilizo para la evaluación económica un método donde se compara el Proyecto con uno alternativo. Se utilizo la TIRM ya que esta da un valor más confiable. Se trataron de entender las razones de por que en Argentina aún no se cristalizó la central geotérmica en Copahue-Caviahue, que ya lleva mas de 25 años de retraso.

Se compararon inversiones iniciales de todos los proyectos que estuvieron a punto de iniciarse y fueron rechazados en audiencias públicas por la gente de Caviahue una y otra vez. Se analizaron los costos que más importan en un proyecto de esta magnitud, como son el capital inicial y los de O&M. Se nombraron un par de Leyes que tienen estrecha relación con la energía renovable en el país. Se explicó la situación de las energías renovables en el país, siendo las únicas dos la eólica y la solar.

Se discutió la posibilidad de tener una energía geotérmica sostenible y se analizó su economía con un caso hipotético de dos plantas de potencia geotérmica, llegándose a la conclusión que el modelo agresivo de 90MW de capacidad va a dar a la larga una mejor renta en la vida del proyecto que una de 30MW.

Al calcular la TIR Económica, esta es menor que el costo de capital, este último obtenido de un reporte del ENRE del 2016. Se supone que como los datos utilizados fueron de JICA (1991) llevados al 2017 (U\$S), tuvo que haber visto un error en el software del calculador de inflación en dólares encontrado online. No así para el VAN ni la TIRM (mayor que el costo de capital).

Los datos para el flujo de caja y calcular la TIRM y el VAN con Excel se obtuvieron de un análisis financiero echo por JICA (1991) desde el punto de vista de beneficios menos Costos durante el periodo útil de vida del Proyecto (30 años). JICA no utilizo los 30 años en su flujo de caja (cash flow), utilizo 20 años. Como siempre, todos los valores llevados a U\$S 2017.

Se utilizaron fórmulas para ver como la TIR y el VAN cambiaban debido a la inflación en el país. Se escribieron las fórmulas para el CAPM y el WACC, como así también se calculó la Beta para el mercado mayorista eléctrico de Argentina. En la Resolución 0553/2016 del ENRE, se obtuvieron todos los valores financieros para calcular otros valores, aunque estos, calculados con Excel, difieren de los de la Resolución 0553/2016. Como dicho anteriormente, esto puede ser debido al uso del programa online para calcular valores actuales en dólares del 1991 al 2017 generando un valor más chico en monto.

La energía geotérmica tiene muchas más ventajas que otros recursos de energía. A pesar de sus altos costos de inversión, sus costos de operación y mantenimiento son bajos. Producir energía sin parar desde los periodos de mantenimiento es otra ventaja de este recurso energético. Además, no es afectada por cambios en los precios del combustible como en las plantas de gas natural. Tener un 100% de confiabilidad de potencia instalada es otra ventaja de este tipo de energía. Una última ventaja para la energía geotérmica es que unas porciones muy grandes de los costos de una planta geotérmica ocurren durante la construcción de la misma, las economías locales son afectadas positivamente por estas inversiones.

Hay una corriente mundial que las energías del futuro deben ser más regenerativas y sostenibles. Es indudable que la energía geotérmica contribuirá significativamente en la economía del país. Los cálculos del costo de la energía unitaria son importantes en los proyectos geotérmicos. Se observa como los costos de la unidad energética cambia dependiendo de la estructura financiera y el tamaño de la planta de potencia.

Varios factores fijan la escala del uso de la energía geotérmica. El dominante costo de capital, especialmente para los pozos de perforación cuyos costos se incrementan exponencialmente con la profundidad. Desde el momento que la

temperatura se incrementa con la profundidad, y el valor de la energía se incrementa con la temperatura, muchos esquemas se asientan sobre profundidades óptimas del pozo de perforación alrededor de los 5 km. Consecuentemente, la escala del suministro de la producción de la energía es usualmente mayor o igual a 100MW (electricidad y calor para altas temperaturas, calor solo para bajas temperaturas). La generación de electricidad es más atractiva si la fuente tiene temperaturas mayores a los 300 Celsius, y poco atractiva si la temperatura es menor a 150 Celsius.

En el ámbito de la sostenibilidad de la producción de fuentes geotermales, el concepto de sostenibilidad en la consumición de cualquier recurso, de cualquier tipo, es dependiente de su cantidad inicial, su ratio de generación y su ratio de consumición. La consumición puede ser, obviamente, mantenida sobre cualquier periodo de tiempo en donde el recurso es creado más rápidamente de lo que es consumido. Si el ratio de consumición excede el ratio de generación, de todos modos, el ser sostenible sobre un periodo de tiempo es dependiente sobre el monto inicial del recurso disponible cuando la consumición comienza.

¿Ahora, como conceptualizar lo que es renovable de lo que no lo es? Kozloff y Dower (1993) creen que, si ya haya consumición o no de un recurso, se puede hablar de un recurso de ser sostenible en base al tiempo en consideración. Ellos sugieren una perspectiva de 300 años o más de continua producción como para que un recurso energético pueda ser categorizada de renovable, desde el momento que los avances tecnológicos durante ese tiempo puede sufrir avances tecnológicos que harían lo que consideramos hoy renovable sea obsoleto.

Phillip, M. W., (1998). The Sustainability of Production from Geothermal Resources; Energy & Geoscience Institute, University of Utah

Factores Afectando la Sostenibilidad Hidrotermal

La cantidad total disponible de calor en cualquier recurso geotermal hidrotermal y su ratio de reabastecimiento por conducción y recarga de fluidos a gran profundidad, son cantidades potencialmente susceptibles de determinación por métodos geocientíficos. El ratio de consumición del recurso a través de la producción de fluidos geotermales en la superficie es muy fuertemente dependiente en factores financieros, políticos, y regulatorios, que en conjunto podemos llamar “factores económicos”. Determinación del potencial de sostenibilidad de la producción de un específico recurso hidrotermal, entonces, depende en aspectos geocientíficos y económicos, y estos factores pueden ser determinados.

Phillip, M. W., 1998. The Sustainability of Producción from Geothermal Resources; Energy & Geoscience Institute, University of Utah

CAPITULO 3-ANALISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL, RIESGO SISTEMICO, Y BENEFICIOS DE UNA CENTRAL GEOTERMICA

Impactos Ambientales de la Construcción de la Planta de Potencia y Medidas Preventivas

Impacto Ambiental Atmosférico

1-Impacto del Sulfuro de Hidrogeno (H₂S)

La mayor cantidad del vapor emitido de los pozos de producción de una planta de potencia geotermal, es vapor de agua. Del remanente del vapor, el H₂S tiene posibilidades de afectar muy seriamente e impactar en las condiciones ambientales.

2-Algunos efectos nocivos del H₂S sobre el cuerpo humano:

2.1. 200 a 300 ppm=> dolor en los ojos, nariz y garganta por 5 a 10 minutos.

2.2. 500 a 700 ppm=> envenenamiento subcutáneo.

2.3. 1.000 a 1.500 ppm=> envenenamiento rápido agudo, mareo, y parálisis respiratoria.

Los valores son aplicables en el caso de gases secos. Las inhalaciones directas de vapor de los pozos de producción no causan envenenamiento inmediato agudo, y es experimentado durante reparación de perdidas en las tuberías. Los impactos de los gases junto con el vapor de agua son significativamente mitigados.

3-Monto de H₂S esperado de los pozos de producción de la planta de potencia

Datos de JICA (1991), describen las propiedades del vapor emitido en dos pozos de producción, y para estimar el monto de H₂S emitido de los pozos de producción de la planta de potencia.

El contenido de vapor en uno de ellos, de vapor de agua, contabiliza un 88% de la concentración de masa, y los llamados gases no condensables el 11%.

De los no condensables, el dióxido de carbono (CO₂) representa del 96,9% al 98%, para el H₂S del 0,4 al 0,3%. En consecuencia, el monto de gases emitido de los pozos de producción de la planta fue estimado entre 300 a 700 ppm.

3.1. Efectos topográficos y meteorológicos de la difusión del gas Sulfuro de Hidrogeno

Las vertientes calientes, en las Termas de Copahue, e indicadores geotermales, como pantanos de gran extensión y altas temperaturas y fumarolas, son encontrados en el área de Copahue, donde la planta se ubicaría. El sulfuro de hidrogeno es traído por las fumarolas y va a la atmosfera.

3.2. Atenuación del sulfuro de hidrogeno

Generalmente, H₂S era pensado como atenuante a una ratio más alto que el óxido de sulfuro (SO). Primero se disuelve rápidamente en agua en el vapor emitido y parte del sulfuro de hidrogeno es separado en H y S, reduciendo el pH del valor del agua. Generalmente, se dice que cuando existe un contenido un contenido de H₂S, el SO_x no

es producido inmediatamente. La mayoría del H₂S emitido al aire parece ser que es consumido gradualmente mientras es ionizado.

Conclusión

La concentración del H₂S emitido directamente de los pozos productores de la planta de potencia geotermal, está estimada en alrededor de 300 a 700 ppm. Cuando largados, el H₂S coexiste con el vapor de agua por aproximadamente cercanos a los 90% del volumen de los gases y del agua separan el valor bruto del H₂S entre H gaseoso y S. Durante la separación la concentración del H₂S es atenuada y la máxima concentración de tierra es menor a 1/100 en una localidad con un viento promedio de aproximadamente 2m/segundo.

En el caso de la zona de la planta de potencia de energía geotérmica, tomando en consideración la máxima velocidad del viento excediendo los 20 m/seg, se presume que la máxima concentración por tierra de H₂S se espera a ser largamente atenuada debido a los efectos de difusión.

3.4. Efectos del agua Caliente y agua Condensada

En base a dos pozos en la zona de Copahue se encontraron las siguientes conclusiones:

1-Agua Caliente

En uno de los pozos, el vapor producido no fue acompañado por agua caliente, mientras que, en otro pozo, hasta 0,8 t/h (tonelada por hora) de agua caliente salía del pozo. El agua caliente tenía valores de pH de 7,7 y un valor muy bajo de concentración de Cloruros. Es especulado, que el vapor fue condensado en agua, mientras subía por el pozo. Y que el agua condensada fue separada entre gases y agua dentro del separador. Entonces, el agua caliente en uno de los otros pozos no tuvo que haber sido agua caliente como se hubiera esperado en un pozo de vapor. El otro pozo, de agua caliente, tendría altos contenidos de ácido carbónico (HCO₃⁻) y Boro (B).

2-Agua Condensada

El valor del pH del agua condensada en uno de los pozos, si bien producida en los pozos de producción, es marginal, y es retornada profundamente en las capas de subsuelo a través de los pozos reductores junto con el agua de rebasamiento de las torres de enfriamiento.

3-Drenaje General

El agua desperdiciada asociada con la operación de una planta de potencia consiste de un equipamiento de agua de desperdicio, agua de desperdicio de trabajo, y agua de desperdicio doméstica. El monto combinado de estos tipos de agua conectadas a la planta de potencia en operación, es estimado en solamente 10 t/d.

Impacto de Ruidos

Las fuentes de los mayores ruidos de una planta de potencia y de sus instalaciones relacionadas, son indicadas de la siguiente manera, tomando como referencia los niveles de ruido de una planta de potencia japonesa comisionada en los 1970s:

a) Instalaciones generadoras de potencia=> Edificio principal: turbina de vapor, generador, extractor de gas, compresor de aire → Nivel de Ruido: Phon: unidad de volumen; en acústica, una unidad de aparente volumen, igual en número a la intensidad en decibeles de un tono equivalente a 1.000 hertz, y tan ruidoso como el sonido siendo medido; (70) superficie de la pared.

b) Exteriores → torre de enfriamiento=> (80), torre de enfriamiento (90), transformador principal (75), transformador principal (75), separador de agua y gas (70).

c) Instalaciones de producción de vapor → Pozo de producción → (51).

Los niveles de ruido son valores medidos a una distancia de 1 metro del equipo.

Medidas de Protección Ambiental

Desahogo de los Impactos sobre el Aire

Con la visión de minimizar los impactos del H₂S en el aire, los gases extraídos del condensador de vapor son conducidos al ventilador de la torre de enfriamiento y difundidos en el aire después de haber sido diluidos en cantidades mayores de aire de descarga.

Desahogo del impacto del agua efluente

El agua de descarga es un objeto de agua condensada mientras es circulada en las torres de enfriamiento y los condensadores de agua. El plan para llevar agua efluente a través de tuberías de unos 8 km de largo, hasta el Lago Agrio, (Caviahue), sabido por su alta acidez a través del valle al sur del Lago Las Mellizas, involucra algunos problemas, como la posible ruptura de la tubería debido a avalanchas y la resultante del flujo de de las aguas efluentes dentro del Rio Dulce, cual provee agua potable para el pueblo de Caviahue. Sería necesario, considerar usar pozos de producción ineficientes o perforaciones nuevas de reinyección para descargar el agua efluente dentro de las capas profundas en el subsuelo de la tierra.

El equipamiento, y el agua de desperdicio doméstico asociado con la planta de potencia en operación, es descargada en capas debajo de la superficie a grandes profundidades a través de pozos de reinyección, después de haber sido tratada en un tanque purificador y separador de petróleo.

Control del Ruido

Si bien el acceso a la planta de potencia está cerrado durante el invierno, hay cabañas en Las Maquinas a 500 m de aguas termales en Copahue, cerca de 1.500 m alejados del sitio. Por esta razón, es necesario implementar medidas de control apropiadas para controlar el ruido con respecto a la planta de potencia y los pozos de producción. Las siguientes medidas fueron propuestas (JICA, 1991) para reducir los niveles de ruido de la planta de potencia geotérmica.

1- Sistema de Producción de Vapor

Instalar un silenciador en cada cabeza de pozo, para reducir la emisión de los ruidos de gas cuando el vapor es expulsado al aire.

2- Conectar silenciadores para aliviar a los tubos del desgaste y para las válvulas de seguridad.

3-Equipo de Planta Auxiliar

Instalación de una bomba de circulación de agua de enfriamiento en el edificio principal de la planta de potencia.

4- Torre de Enfriamiento

Reducir el número de revoluciones de los ventiladores para reducir el nivel de los ruidos.

5-Otros

Proveer paredes ruido-resistentes delante de la torre de enfriamiento y alrededor de los mayores transformadores.

Impacto en las Instalaciones de las Cercanías de las Aguas Termales

Alrededor del sitio de la planta de potencia están localizadas las aguas termales de Copahue y Las maquinas, cuales utilizan las manifestaciones geotermales y respectivas instalaciones como albergue para los visitantes a las aguas termales y turistas. Cuando la planta de potencia sea construida, puede producir impactos en las aguas termales e instalaciones vinculadas.

Durante la perforación de los tres pozos exploratorios de vapor, y mientras la emisión de gases y los test de emisión han continuado, no se notaron impactos significativos en las cercanías a las aguas termales o cambios en los pantanos de agua caliente, cantidad del vapor emitido por los pozos, temperatura de las aguas termales, y la emisión de vapor y de gas. Juzgando por esto, se considera muy improbable que la construcción de la planta de potencia geotermal y de los pozos de producción profundos dentro del subsuelo sean precedidos a ocasionar cualquier impacto en la superficie y subsuelo de los sistemas de agua de las vecinas aguas termales.

Medidas para la Protección del Paisaje

La altura de la planta de potencia del edificio, y otras estructuras es planeado para reducir como cuanto sea posible, los esquemas de colores que concuerdan con los alrededores, esta tarea debe de ser diseñada, por lo tanto, preservando el paisaje del sitio lo máximo posible.

Protección Ambiental durante la construcción de la Planta de Energia

Medidas apropiadas deben tomarse durante la construcción de la planta de energia para minimizar el agua, ruidos, y otras poluciones ambientales o nocivas para el tráfico callejero o alrededores, que pueden ser producidas, como ser el transporte de equipos relacionados, y la construcción y transporte de equipos relacionados y materiales. (JICA, 1991).

Bonos de Carbono-Bases Teóricas-Utilidades

“Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente, es uno de los tres mecanismos

propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero).

El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la contaminación generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a contaminar como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos de carbono (un bono de carbono representa el derecho a contaminar emitiendo una tonelada de dióxido de carbono) permite mitigar la generación de gases contaminantes, beneficiando a las empresas que no contaminan o disminuyen la contaminación y haciendo pagar a las que contaminan más de lo permitido.

Las reducciones de emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países (industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del Protocolo de Kioto). Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energéticas de procesos, forestación, limpieza de lagos y ríos, etc.

La institución encargada de entregar estos bonos o permisos de emisión, argumentan que la implementación de estos mecanismos tendientes a reducir las emisiones de CO₂ no tendrá el efecto deseado de reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera, como tampoco de reducir o retardar la subida de la temperatura. Según el estudio de Wigley (1999), la implantación del Tratado de Kioto cumplido por todos los países del mundo, incluidos los EEUU, causara una reducción de 28 partes por millón (ppm) para 2050, o reducirá la temperatura predicha para ese año en 0,06 Celsius (C), o sino retrasara la fecha en que debería cumplirse el aumento predicho en 16 años.

Por otro lado, de acuerdo al dictamen final, la empresa recibirá por cada tonelada de carbono reducida un bono por año durante un lapso de hasta una década. Es por ello que el nivel de rentabilidad dependerá del volumen de ahorro y de su perdurabilidad. En la actualidad los “bonos de carbono” están cotizando entre 5 y 7 dólares (USD) la unidad. También, hay que destacar que las empresas pueden comprar créditos de quienes superen las metas exigidas, por lo que ya se está generando un mercado de compra y venta de estos títulos.

Beneficios de los Bonos de Carbono

En el Proyecto en Copahue-Caviahue, se llegó a la conclusión que:

Las emisiones de CO₂ evitadas: 104.325 ton/año, lo que arrojarían aproximadamente, tomando como 1 unidad = 1 ton de carbono (CO₂), de 5 a 7 USD la unidad, por 10 años, serían 104.325 x USD 7 x 10 años = USD 7.302.750, monto que ayudaría a los lugareños de Copahue-Caviahue.

Beneficios de la Energía Geotérmica

“La energía geotérmica posee muchas cualidades atractivas que provienen de su naturaleza renovable y exenta de combustibles fósiles, así como la habilidad de proporcionar energía de base y fiable a un costo relativamente bajo. Una vez que una central geotérmica inicia operaciones, la misma genera una producción estable sin interrupción, usualmente durante varias décadas, a costos competitivos con otras opciones de generación de base, tales como el carbón. Los riesgos tecnológicos

implicados son relativamente bajos; la generación de energía geotérmica a partir de recursos hidrotermodicos (fuentes subterráneas de vapor o fluidos calientes extraíbles) es una tecnología 100% establecida. Para plantas de tamaño mediano (cerca de 50MW), los costos nivelados de generación están por lo regular entre US\$ 0,04 y 0,10 por cada kWh, lo que ofrece el potencial de un negocio de energía económicamente atractivo. El desarrollo de un recurso local de energía renovable brinda la oportunidad de diversificar fuentes de suministro de electricidad, así como de reducir el riesgo de futuras alzas a los precios debido al constante aumento en los costos de los combustibles.”

- 1- El desarrollo de nuevos recursos de energía para reemplazar al petróleo serán más.
- 2-Como esta sería la primera planta de potencia geotermal en Sudamérica, y más particularmente en Argentina, el aprendizaje y adquisición de la tecnología de generación de potencia geotermal, va a ser posible a través de la construcción, mantenimiento de la planta, haciendo posible popularizar y propagar dicha tecnología en otras áreas del continente.
- 3-Contribuirá al desarrollo de la región y a su economía alrededor de Copahue-Caviahue.
- 4-Contribuirá al incremento de la calidad y confiabilidad del suministro de energía para Copahue-Coihue.
- 5-Comerciar con los Bonos de Carbono

Tomando estos beneficios dentro de consideración, se concluye que este Proyecto vale la pena desarrollarlo económicamente (JICA, 1991), financieramente (1991, 2017) y socialmente (1991, 2017).

JICA, 1991

Otros Beneficios del Proyecto: Ejemplo de “The Geysers”, California, EEUU

Funcionamiento de una Planta Geotérmica- “The Geysers (Los Geysers, EEUU)

Esta sección tratará de explicar el funcionamiento de una planta en operación geotérmica, usando como ejemplo a la localizada en California, EEUU, “The Geysers.”

En las Montañas Mayacamas, ubicadas al norte de San Francisco, se hallan reservorios de campos de vapor natural debajo de la tierra. La empresa Calpine, que opera y explota estos yacimientos, de energía renovable, limpia y verde, para brindar energía a hogares y empresas, negocios, a lo largo del norte de California.

The Geysers, ocupando 117 km² a lo largo de la frontera entre Sonoma y Lake county, es el complejo más grande de energía geotermal en el mundo. Calpine opera 13 plantas de potencia en The Geysers, con una capacidad generadora neta de unos 725 Megavatios (MW) de electricidad, suficiente como para dar potencia a 725.000 hogares, o a una ciudad como San Francisco, EEUU (población según 2016: 870.880 habitantes).

- 1-Vapor convertido en electricidad

La roca derretida o magma, existe a profundidades de la tierra, en donde las temperaturas y presiones son muy altas. De todas maneras, el magma está relativamente cercano a la superficie en algunas áreas, particularmente en zonas volcánicas activas, alrededor del círculo de fuego del Pacífico. En la zona de The Geysers, se cree que el magma se ubica al menos a 6 km debajo de la superficie. El calor proveniente del magma, por efecto de radiación, llega a las capas de rocas arriba, calentando el agua en los poros y fracturas de las rocas calientes. Una pequeña porción del agua caliente sube hasta la superficie, originando aguas termales, geysers y fumarolas.

2-Conversion de Energía Mecánica en Energía Eléctrica

Los mayores componentes de una planta de potencia de energía geotérmica en The Geysers, son la turbina de vapor, el generador, condensador, torre de enfriamiento, sistema removedor de gases, y el sistema removedor de sulfuros. La energía térmica en la forma de vapor presurizado, fluye de los pozos, a través de los tubos, o cañerías, y dentro de la planta de potencia. El vapor entra en la turbina a 40-100 libras por pulgada cuadrada (28.122-70.306 kg por metro cuadrado). El vapor, al expandirse dentro de la turbina, la energía térmica es convertida en energía mecánica rotatoria. La turbina de vapor está directamente acoplada al generador, que convierte en energía mecánica en energía eléctrica.

3-Razones para el aprovechamiento de la energía geotérmica

Tomando como ejemplo el caso de The Geysers y de California en general, la energía geotérmica es uno de los recursos que ha logrado satisfacer las necesidades de energía y los objetivos ambientales para este presente y después del año 2020. Consideraciones a tener en cuenta:

a-Es Renovable: la energía geotérmica es un recurso natural único que utiliza el calor del interior de la Tierra para generar electricidad. Es abundante en California, con un potencial geotérmico estimado de 4.000 MW a desarrollar en el norte y sur de California.

b-Es Confiable: la energía geotérmica produce potencia las 24 horas del día, aun cuando no hay luz solar y los vientos no soplan.

c-Es Sustentable: The Geysers usa agua de deshecho de la ciudad de Santa Rosa y de Lake County para reponer los campos de vapor, resolviendo un problema del medio ambiente para comunidades locales y al mismo tiempo proveyendo un constante recurso de potencia.

d-Es Limpia: la energía geotérmica es un recurso de potencia limpia. The Geysers impide las emisiones de 2,4 millones de toneladas de dióxido de carbono anualmente, equivalente a remover 432.500 autos de las rutas. La energía geotérmica posee una huella de carbono no significativa comparada con otras energías renovables.

e-Es Accesible Económicamente: los proyectos geotérmicos producen energía por muchas décadas, a precios accesibles. Las energías geotérmicas soportan a una diversa mezcla de fuentes de energías renovables que ayudan a mantener las tarifas de electricidad accesibles.

f-Es una Creadora de Trabajos: The Geysers es el más grande recaudador de impuestos en Sonoma y Lake Counties, soportando más de 300 puestos de trabajo con salarios

arriba de la media, y dando trabajo a 150 contratistas independientes en forma de tiempo completo. Recuperado de:

<https://www.support.geysers.com>

Análisis del Riesgo Sistemático en un proyecto Geotérmico, Teoría y Conceptos

Existen dos tipos de riesgo en un proyecto, el sistemático y el no sistemático. El riesgo sistemático obedece más a los tipos de riesgos que acontecen afuera de la empresa o un proyecto, por ejemplo, los de índole macroeconómica, y no son diversificables. Los riesgos no sistemáticos son diversificables, como un accionista y su portfolio de acciones, distribuye el riesgo, y también suceden dentro de una empresa.

El beta cuantifica al riesgo sistemático asociado a un activo riesgoso. “El riesgo sistemático de las actividades propias de la empresa se calculará como la covarianza entre la rentabilidad operacional sobre los activos de la empresa y la rentabilidad operacional sobre activos de una cartera de inversiones formada por las empresas que integran el Índice General de Precios de Acciones, dividido por la varianza de la rentabilidad operacional sobre activos de dicha cartera”.

En el ámbito de las energías renovables, hay cuatro posibles riesgos sistémicos que operan fuera de la órbita de una empresa o proyecto. Estos son: 1) riesgo sistémico económico, 2) riesgo sistémico social, 3) riesgo sistémico técnico, y 4) riesgo sistémico político. (Michele, J., Rossi, N., Blazquez, R., Martin, J. MM., Christensen, D., Peineke, C., Graf, K., Lyon, D., Stevens, G., 2010-2011).

El riesgo económico abarca más lo macroeconómico, como la caída o suba del dólar, nuevas regulaciones en la industria pertinente, tarifas, etc. El riesgo social, por ejemplo, la falta de puestos de trabajos para los lugareños, en un proyecto como el de Copahue-Caviahue, contaminación e impacto ambiental, etc. El riesgo técnico, el proyecto carece de profesionales idóneos con el “know-how” tecnológico, el país carece o no esta actualizado tecnológicamente en un área de emprendimiento de un proyecto, y riesgo político, una dictadura, políticas públicas que van en contra de un proyecto porque no obedece a los intereses creados, etc.

El riesgo sistemático varía substancialmente y abarca un amplio rango de características. Esto significa que un instrumento financiero, institución, mercado, infraestructura de un mercado, o segmento de un sistema financiero, pueden ser toda la fuente de un riesgo sistemático, el que lo transmite, como así también el que se ve afectado por el. No es fácil determinar si la escala de un evento es o será sistémico, desde que, en periodos turbulentos, evaluar el alcance al cual afectara otras partes del sistema pueden ser el sujeto a cambios dinámicos y dicha evaluación podría ser proclive a un sesgo subestimado. El riesgo sistémico, puede tener su origen o fuente dentro o fuera del sistema financiero o puede ser la resultante de la no interconexión de particulares instituciones financieras y mercados financieros y su exposición a economías reales.

De todos modos, clasificar un evento como de riesgo sistémico no puede depender de que, si es endógeno o del sistema financiero, o si tiene un impacto sobre la real economía. Este impacto, probablemente siempre este presente a través de la

disturbancia de las funciones del sistema financiero. Además, es importante cuantificar el impacto del riesgo sistémico como una medida del grado de la falta de capacidad de las funciones del sistema financiero. El riesgo sistémico, puede ser endógeno, como por ejemplo el resultado del comportamiento colectivo de las instituciones financieras, o exógenas, cuando la fuente se localiza fuera del sistema financiero, por ejemplo, desequilibrios en la economía real,

El riesgo sistémico, comprende el riesgo del propio funcionamiento del sistema como también del riesgo creado por el sistema. Por supuesto, estos dos tipos de riesgos se pueden superponer, y una onda de choque que es amplificada por el sistema puede desencadenar la autodestrucción de los grandes componentes del sistema y hasta a veces del sistema entero, o hasta inclusive tan lejos como la real economía que engloba al sistema de donde emanan las ondas de choque. Debido a los numerosos eslabones entre los numerosos eslabones macro financieros y la real economía, y los sistemas financieros, es difícil clarificar y separar las fuentes del riesgo sistémico.

Los tipos de riesgo sistémico pueden ser clasificados de las siguientes seis maneras: 1) exposición común a la burbuja del precio de los activos, particularmente a la burbuja inmobiliaria 2) provisión de liquidez y errores en los precios, 3) equilibrios múltiples y pánicos, 4) contagio, 5) default soberano, 6) desajustes monetarios en el sistema bancario. Si bien estos eventos pueden crear riesgos sistémicos, son usualmente clasificados como *expost* y las fuentes potenciales de riesgo sistémico no deberían ser tratadas como un catálogo cerrado.

Basándonos en las enumeraciones formuladas arriba, el riesgo sistémico puede tener dimensiones micro y macroeconómicas. Está indicado que los sistemas macro de riesgo sistémico emergen cuando los sistemas financieros están expuestos al riesgo agregado, resultando como, por ejemplo, el crecimiento correlacionado de las exposiciones. Los riesgos micro-sistémicos emergen cuando el fallo de una institución individual tiene un efecto adverso en los sistemas financieros de forma entera, como un todo. Las dimensiones micro y macro están íntimamente relacionadas. Las materializaciones de los riesgos sistémicos causados por el desbalance acumulado no solamente incrementan el riesgo micro (la probabilidad del default de las instituciones financieras), pero también el alcance de su impacto en los sistemas financieros. De base a que una mayor parte del sistema este inestable, especialmente los altamente concentrados sistemas bancarios, el default de otras instituciones pueda facilitar el acceso a los servicios financieros. Entonces, parece más probable, o, al menos más común, para los riesgos-macro incrementar los riesgos-micro, que de la otra manera. Similarmente, el riesgo también puede materializarse respectivo al nivel del riesgo sistémico en la dimensión macro.

Aparte de la distinción entre macro y micro, uno podría dividir al riesgo sistémico en tres tipos generales: shocks macro, cadenas que fallan y reevaluación de fallas. El primer tipo es simplemente los disturbios negativos externos previniendo a los sistemas financieros de completar o llegar a cumplir propiamente sus funciones. El segundo tipo se refiere a la extensión de las pérdidas-riesgo incurridas por una entidad que llevan a pérdidas a relacionadas instituciones. Esto puede interpretarse como el efecto contagio. El tercer tipo, está basado en un incremento en la información asimétrica concerniente a

la correlación en instituciones que tengan exposición de riesgo y que limiten sus posibilidades para diferenciarlas. Mientras mayor sea la similitud entre los perfiles de exposición de una institución en default a otra, mayor será el contagio. (Smaga, P., 2014).

El Management del Riesgo en las Energías Renovables-Conceptos y Teoría

Las Energías Renovables son una necesidad de la sociedad moderna. En orden de alcanzar las necesidades de comida, medio ambiente, vivienda, luz, transporte, transporte, bienes y tecnología de la información, es imperioso suplir buena energía.

La Energía afecta el desarrollo fundamental de nuestra sociedad. Europa del siglo XXI nunca hubiera desarrollado su economía, sin un adecuado sector social, y sin un efectivo sector energético. La industria energética fue la cuarta expuesta a riesgos en 2008. La humanidad está más dependiente de las fuentes de energía; la preocupación para hacer perdurar las fuentes energéticas es una estrategia política importante al nivel nacional e internacional.

El sistema energético está expuesto a amenazas de fenómenos naturales, amenazas operacionales y comerciales, que generan riesgo social, mientras que los riesgos resultan de energía descontroladas que pueden llevar a un desastre energético. Manifestaciones de un riesgo social tiene un impulso negativo sobre toda la economía y los sistemas sociales. Se trata de controlar los riesgos de la energía renovable (RER) usando “risk management”, una técnica en orden de minimizar los riesgos sociales y crisis. Los protocolos para “risk management” son presentados en la Norma ISO 31.000/2009. (Seiciu, P. L., Renewable Risk Management, 2008)

Calculo del Riesgo Sistémico

“El riesgo sistemático es el riesgo inherente del mercado en su totalidad o todo un segmento de un mercado. El riesgo sistemático o “riesgo no diversificado”, “volatilidad”, o “riesgo del mercado tipo de riesgo es impredecible e imposible y completamente de manera total de esquivar. No puede ser mitigado, ni siquiera usando la “estrategia de asignación de activos.” Afecta a todo el mercado en su conjunto, no solo a una particular acción o industria. Recuperado de:

<http://www.investopedia.com/terms/s/systematicrisk.asp?ad=dirN&qo=investopediaSiteSearch&qsrc=0&o=40186>

Riesgo Sistemático = Tasa Libre de Riesgo + Prima de Riesgo Sistemático =

$R_f + R_s = R_f + \text{Beta} \times (R_m - R_f) =$

$R_f = 2,13\%$ (tasa libre de riesgo) (de Consultora Quantum S. A., Argentina, 2016)

$R_s = (\%?)$ (prima de riesgo sistemático)

$R_m = 9,23\%$ (prima de riesgo del mercado)

Beta = 0,67 (beta del equity para las empresas transportistas de energía eléctrica en Argentina) (de Consultora Quantum S. A., Argentina, 2016)

$$= 0,0213 + 0,67 \times (0,0923 - 0,0213) = 0,04908 \sim 0,049 \sim 4,9\%$$

El Riesgo Sistemático en el Mercado Mayorista Eléctrico Argentino no acarrea un riesgo muy alto ya que $4,9\% < 100,0\%$ ($0,049 < 1,0$).

Riesgo Sistemático = 4,9%

$$\text{Prima de Riesgo Sistemático (Rs)} = \text{Riesgo Sistemático} - \text{Tasa Libre de Riesgo} = 0,049 - 0,0213 = 0,0277 \sim 2,77\%$$

Pereiro, L., E., Galli, M., s.f., La Determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica, Universidad Torcuato Di Tella, IAEF, Buenos Aires, Argentina.

Riesgo Sistemático-Concepto Aplicado a la Energía Renovable

Es el riesgo inherente al mercado en su totalidad o a un segmento del mercado entero. El Riesgo Sistemático o “riesgo no diversificable”, “volatilidad” o “riesgo del mercado,” afecta a todo el mercado, no solo a una particular acción o industria. Este tipo de riesgo es impredecible y es completamente imposible de esquivarlo. No puede ser mitigado a través de la diversificación, solamente a través de cercarlo o usando la estrategia correcta de asignación de activos.

Riesgo Sistemático-Demanda Energética-Cambio Climático

La continua demanda energética, precios que baten récords, stress en sistemas de recursos globales, naturales, y locales, están empujando a la seguridad energética mundial muy alta. Esto pone a la economía global y el bienestar de millones de personas en amenaza de riesgo. Algunos puntos clave de presión incluyen los límites de agua fresca, destrucción de ecosistemas, contaminación de aerosoles en la atmósfera, pérdida de la biodiversidad, cambio climático, y contaminación química. Por ejemplo, la conexión entre energía y agua. Ambos son clave ingredientes para el crecimiento económico y el bienestar humano. Ambos están bajo demasiado stress. Muchas formas de producción de energía requieren un amplio espectro de suministros de agua potable confiables, un recurso que está cada vez en baja en muchas partes del mundo. El agua es usada en las varias etapas de la generación del ciclo de la energía, incluyendo la extracción de combustibles, y su procesamiento, (minería, refinerías, licuefacción y gasificación del petróleo, carbón, uranio, y en la producción de biomasa, biocombustibles a través de la agricultura y generación (carbón, gas, petróleo, y biomasa-plantas). El sector de energía es uno de los que más utiliza agua en el mundo. En los EEUU, la industria eléctrica es segunda atrás del uso del agua en la agricultura, y cada kWh de potencia de carbón, que provee casi la mitad en la generación de energía, requiere cerca de 95 litros de agua. En el suministro de agua, la energía requerida para el tratamiento y distribución entre los usuarios, requiere como 80% del costo del suministro del agua, entonces el insuficiente suministro de energía accesible tendrá un negativo impacto en el precio y la disponibilidad de agua en regiones donde el agua es escasa.

Realizar juicios acerca de riesgos sistémicos crean desafíos. En la ausencia de claras definiciones de fronteras planetarias, los hacedores de leyes son llamados a realizar juicios acerca de la velocidad de la transición al camino del crecimiento verde. Los activos ambientales operan en sistemas interdepartamentales. Están indicadas que las fronteras de los procesos sistema-Tierra han podido muy bien haber cruzado los ámbitos de la pérdida de la biodiversidad, el ciclo del nitrógeno, y las concentraciones atmosféricas del dióxido de carbono.

El Cambio Climático es un muy serio riesgo sistemático global. Amenaza a los básicos elementos de la vida para toda la población humana, como el acceso al agua, la producción de comida, la salud, el uso de la tierra, y el capital físico. Inadecuada atención al cambio global en el corto plazo inevitablemente dañara el crecimiento económico al largo plazo. La no acción sobre estos temas en las próximas pocas décadas arriesgara mayores interrupciones en el crecimiento económico y la actividad social. Y será imposible revertir estos acontecimientos. Tomando al cambio climático es una estrategia pro-crecimiento a largo plazo, y se puede lograr de una manera que no ponga en riesgo las aspiraciones de crecimiento para los ricos y pobres países. Recientemente los análisis del OECD llego a la conclusión que, si los países empiezan hoy, al disminuir las emisiones de gas invernadero para lograr una meta de estabilización de 450 ppm, el costo sería de disminuir la ratio de crecimiento económico por un 0,2% por año en promedio, costando aproximadamente un 5,5% del PBI en 2050. (OECD Green Growth Studies: Energy OECD 2011).

Indudablemente que el cambio climático es un problema a corto y largo plazo que afecta la producción y el precio de la energía. Con la energía geotérmica, que es de confianza y funciona las 24 horas del día los 365 días del año, se obtiene energía barata por 30 años (Proyecto), se eliminan las emisiones de gas invernadero a la atmosfera disminuyendo el calentamiento global que en si, es un riesgo sistemático.

Riesgo Sistemático-Sistemas Ecologicos-Economia-Energias Renovables

El deterioro de los sistemas ecológicos tiene un potencial para crear impactos que no pueden fácilmente predecir las experiencias históricas solas. Este incremento en la importancia en la investigación de los conectores entre economía, política, y sistemas ecológicos o, en otras palabras, entendiendo los riesgos sistémicos.

Instituciones mundiales están desarrollando un modelo de riesgo sistémico que mira hacia el impacto directo de los cambios en el medio ambiente y como estos afectan y producen cambios en la manera de conducir negocios y como estos pueden afectar la actividad económica. En más, al tener un mayor entendimiento del riesgo sistémico, también se pretende ayudar a identificar oportunidades para ampliar el crecimiento económico y crear otros beneficios socio-económicos.

1-Creando un modelo de riesgo sistemático

Comenzaremos mirando este tema en el ambiente marino.

Cuando recopilando este reporte algunas lecciones clave fueron aprendidas:

2-Mapeando riesgos cumulativos

Cuando uno comienza a mapear la tecnología para crear una imagen generalizada de la de la actividad del negocio y su asociado riesgo, se empieza a obtener un entendimiento de como estas partes interactúan con un impacto entre ellas mismas.

3-Incremento de la volatilidad del sistema natural y su reducida resiliencia ecológica

Se está empezando a ver un incremento en extremas condiciones del clima, como resultado del cambio climático. Al mismo tiempo, las capacidades de los sistemas ecológicos regulan como un “buffer” esta volatilidad que está decreciendo. Por ejemplo, demasiada lluvia cae sobre montañas deforestadas, fluyendo directamente dentro de los llanos sobre las planicies agricultura les y propiedades adyacentes. Cuando esto se combina con ríos locales habiendo sido enderezados, resultan en los sistemas naturales siendo estos imposibles de enfrentarse a las inundaciones posteriores.

4-El análisis del riesgo sistémico puede crear oportunidades

¿Entonces que significa estos para el futuro de las energías renovables? Se discutirán a continuación una revisión de los riesgos y oportunidades de las energías renovables.

Al considerar el potencial para la energía solar, geotérmica, hidroeléctrica, y eólica, un número de elementos clave empiezan a emerger.

- 4.1. Enfrentándose a un futuro con una población creciente, ¿cuál será el impacto en la demanda de la energía global?
- 4.2. ¿A través de mejoramientos en la eficiencia energética, se podría hacer más con menos?
- 4.3. ¿Como se podrían balancear las presiones por competir la tierra con el uso del agua?
- 4.4. ¿Si los gobiernos se ponen serios acerca de significativamente incrementar la proporción de nuestra energía que es generada de las fuentes renovables, y como superar las barreras legislativas, financieras, y logísticas?
- 4.5. ¿Se podrían utilizar inversiones en el sector de las energías renovables para estimular el crecimiento económico?, ¿proveyendo nuevas oportunidades de empleo, y ayudando a regenerar zonas urbanas en declive?
- 4.6. ¿Que rol los gobiernos, negocios, consumidores y la industria aseguradora jugarían?

Es a través del análisis de cómo estos temas están entrelazados, que se llegara a empezar a entender los riesgos sistémicos de las energías renovables. Recuperado de:

http://assets.wwf.org.uk/downloads/insurance_renewable_energy.pdf

La Influencia del Riesgo Sistémico en la TIR (TIRM) y el VAN del Proyecto

Algunos Conceptos

1-El costo de capital =

El Costo de capital (K_e) es el coste en el que incurre una empresa para financiar sus proyectos de inversión a través de los recursos financieros propios.

Recuperado de: www.economipedia.com

2-El efecto que produce el “Riesgo Sistemático” sobre los activos es medido por:

El coeficiente Beta.

3-El coeficiente Beta se puede expresar matemáticamente como:

La covarianza del rendimiento del mercado en relación al activo dividida la varianza del mercado.

Representación Gráfica de los Riesgos Asistemáticos (o Específicos) y Sistemáticos (ver Anexo)

El Riesgo Sistemático no es adherente a la empresa en si, es externo, como pueden ser los factores macroeconómicos. Mientras que los Riesgos Diversificados operan dentro de una empresa. Recuperado de:

<https://www.economipedia.com>

Al medir Beta al riesgo sistemático, al ser $Beta > 1$, conlleva un alto riesgo de las inversiones, pero al mismo tiempo se incrementan las rentabilidades, por tasa de interés muy altas.

CAPITULO 4-TECNICIDADES DEL POTENCIAL CALORICO GEOTERMICO Y BENEFICIOS SOCIO-ECONOMICOS

Razones para apoyar la proliferación de inversiones en centrales geotérmicas

La inversión en una planta de índole geotérmica ya ha sido discutida y listado sus beneficios. De todos modos, se procederá a hacer una lista de las razones por las cuales hay que invertir en una central geotérmica.

- 1-La potencia geotérmica es potencia confiable.
- 2-La potencia geotérmica crea fuentes de trabajo y ayuda al crecimiento económico de un país, región o localidad.
- 3-La energía geotérmica promueve la Seguridad nacional.
- 4-La energía geotérmica es ambientalmente amigable.
- 5-la geotermia ayuda con las exportaciones de un país.
- 6-La geotermia soporta el Desarrollo de Economía Locales.
- 7-La geotermia es una fuente de energía muy versátil.
- 8-La geotermia hace muy buen Económico sentido común.
- 9-La geotermia utiliza tecnología accesible humana.
- 10-La geotermia es energía que está disponible ampliamente.

La energía geotérmica es limpia, es un recurso renovable que provee energía a países del primer mundo y alrededor del planeta. El flujo de calor fluye constantemente desde el interior de la Tierra y continuara haciéndolo, irradiando ese calor por miles de millones de años más, asegurando un incansable suministro de energía.

- 1-Es confiable porque opera las 24 horas del día y los 365 días del año.
- 2-Los proyectos geotérmicos proveen crecimiento económico y nuevas fuentes de trabajo, frecuentemente en zonas rurales con un alto grado de desempleo. Por ejemplo, en el Valle Imperial de California, EEUU, un área del estado con uno de los porcentajes más altos de desempleo, en el proyecto de una planta geotérmica se invertirán U\$S 1000 millones que hará funcionar la economía local. El proyecto demorara casi cuatro años en construirse, durante ese tiempo se contratarán 323 constructores trabajadores. Cuando la planta esté finalizada, se necesitarán 57 trabajadores de manera full-time para la parte operativa, ingeniería, mantenimiento, y administración.

Esta planta de 235 MW geotérmica, se compara favorablemente con un proyecto a gas o eólico, en donde la empresa se dio cuenta que solo requerirían 18 trabajadores para cada proyecto.

3-Promueve Seguridad Nacional, esto se traduce al hecho que no se necesitan combustibles fósiles en este tipo de plantas, utilizando estos más para la industria farmacéutica, transportes, alimentos para animales a base de químicos y otros usos.

4-Esta energía es limpia, eso significa que no emite gases de invernadero como el dióxido de carbono (CO₂). Acorde al Gobierno de Nevada, EEUU, la central geotérmica de 300MW sola, salvo 4.5 millones de barriles de petróleo, el equivalente de combustible usado por 100.000 autos, y evito la emisión de 2.25 millones de toneladas de CO₂ anuales.

5-La geotermia ayuda al comercio exterior de EEUU, ya que este país es líder en dicha energía y su tecnología, y es exportada a otros países, aumentando el PBI.

6- La geotermia ayuda al desarrollo de economías locales. Aparte de proveer una variedad de trabajos en distintas disciplinas en zonas muy desfavorables en cuestiones laborales, los desarrolladores de esta energía son los más grandes pagadores de impuestos en las comunidades en donde se produce energía geotérmica.

7-La energía geotérmica es muy versátil, aparte de ser usada como energía calórica para producir electricidad, las bombas de calor se utilizan para calentar (calefacción) y refrigerar hogares (aire acondicionado) y negocios. También se la utiliza en agricultura en invernaderos, descongelar veredas, para deshidratar alimentos, en spas y otras aplicaciones.

8-Los proyectos geotérmicos, producen energía por décadas, y muy estable, a precios muy accesibles. Visto desde la perspectiva del ciclo de vida de una central geotérmica, es económicamente atractiva, es una potencia renovable, a muy bajo costo, proveyendo precios de potencia prácticamente fijos en el tiempo. Esto también reduce la volatilidad de los precios, ayudando a evitar subas imprevistas en los precios, y crisis de energía, que podría imponer severas penalidades económicas en negocios y en comunidades locales.

9-La energía geotérmica es accesible, su tecnología, a trabajadores con muy poco tiempo de entrenamiento, en mantenimiento y operación.

10-La energía geotérmica es usada ampliamente a nivel mundial. El calor que emana de la Tierra está en todas partes. Es una cuestión de usar la tecnología adecuada para dar con ese campo geotérmico que podría dar energía calórica, hallada a seis kilómetros debajo de la superficie, de costa a costa en los EEUU.

Recuperado de:

Geothermal Energy Asociación, 2012. www.geo-energy.org

CAPITULO 5-ASPECTOS LEGALES Y SOCIALES

Marco Legal y Social de la Geotermia en Neuquén

Como medida de protección del recurso, la Agencia de Inversiones del Neuquén (ADI-NQN), ha registrado a su favor ante la Autoridad Minera de Primera Instancia de la Provincia del Neuquén, las minas de vapores endógenos, denominada “Las Mellizas de Copahue” y en cercanías al Volcán Domillo “Maitena” y Ma. Victoria”.

En tal situación, ADI-NQN asume el carácter de concesionaria del recurso y titular de los derechos mineros, con las responsabilidades previstas en la legislación, desde el punto de vista ambiental, minero, y penal.

En base a ello, ADI-NQN está en condiciones de negociar los derechos de explotación del recurso para la generación de energía eléctrica estableciendo reglas de explotación y respeto de la legislación ambiental.

Otros instrumentos Fiscales de fomento para favorecer la producción de Energías Renovables en la República Argentina

Ley 26.190, sancionada en el año 2006, que establece un régimen de fomento para la generación de energía eléctrica proveniente de fuente renovable. Reglamentada por decreto 0562/09.

Ley Provincial 2.596, de adhesión a la Ley 26.190, incorporando beneficios locales.

Resolución 59/2005, la Secretaria de Minería de la Nación incluyó a la geotermia en su etapa minera, dentro del régimen de promoción-Ley 24.196.

P. P. A. -Resolución 108/2010 S. E. Nación.

Ampliación de los beneficios de la Ley 26.190: en trámite de aprobación H. C. D. N. (ADQ-NQN, 2010). Recuperado de:

<https://www.adinqn.gov.ar>

Propuesta de Ley para Promover las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Argentina

1-Objeto de La Ley:

Sancionar el régimen nacional de fomento para la producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables para el aprovechamiento de los recursos existentes en el país, que por el avance tecnológico reconocen un alto potencial de desarrollo.

2-Conexión:

Se deberá conectar inmediata, eficiente y preferentemente las centrales de ERNC, cuyos costos de conexión serán responsabilidad de los generadores de ERNC.

3-Despacho, acceso y transporte:

- Se deberá despachar al mercado, en forma obligatoria, la totalidad de la electricidad ofrecida a partir de ERNC.
- Se deberá transportar y distribuir eficiente, preferentemente y sin demora, toda la electricidad de ERNC, cuyos costos de transporte y distribución serán afrontados según la legislación vigente.
- Ampliación de la capacidad de red: Se deberá optimizar, reforzar y ampliar la capacidad de sus redes sin demora y de acuerdo con el correspondiente estado de la técnica, con el objeto de asegurar la entrega, transporte y distribución de dicha energía eléctrica, cuyos costos serán responsabilidad de quien las genere.
- Acceso: La autoridad de aplicación de la Ley 24.065 y de la presente Ley establecerán un régimen especial de acceso a la red.

Rotaeché, L. M. (2016). Energías Renovables en Argentina Una propuesta para su desarrollo, 3ra Edición: Editorial Dunken.

CAPITULO 6-ASPECTOS FINANCIEROS, SUS VARIABLES Y TEMAS RELACIONADOS

Marco Estructural y Logístico de la Planta Geotérmica en Copahue (PGC)-Caviahue (Fuente: ADI-NQN, 2011)

Diseño de Planta Factibilidad por JICA

Capacidad: 30 MW

Pozos a perforar: 7

Línea de transmisión: 101 km (132 kv)

Energía anual: 237 Gwh

Emisiones de CO2 evitadas: 104.325 ton/año

Hogares abastecidos: 78.000

Costo por kW instalado: 4.597 U\$\$/kW

Inversión: U\$\$ 137,900,861

El diseño modular representa una ventaja sobre la construcción tradicional de una planta geotérmica ya que permite la producción temprana de electricidad y, aun mas

2.10.1. Diseño de Planta Factibilizada por JICA

Capacidad: 30 MW

Pozos a perforar: 7

Línea de transmisión: 101 km (132 kv)

Energía anual: 237 Gwh

Emisiones de CO2 evitadas: 104.325 ton/año

Hogares abastecidos: 78.000

Costo por kW instalado: 4.597 U\$\$/kW

Inversión: U\$\$ 137,900,861

El diseño modular representa una ventaja sobre la construcción tradicional de una planta geotérmica ya que permite la producción temprana de electricidad y, aun mas importante, una rápida recuperación del capital con respecto al ciclo de inversión tradicional. Esto permitirá continuar con los estudios y obras que en un futuro haga viable la incorporación de nuevos módulos de generación hasta alcanzar la potencia factibilidad de 30 MW.

Dado que las características del recurso geotérmico disponible, es vapor saturado de alta entalpia a una temperatura mayor a 230 C, la tecnología a utilizar en ambas

opciones está basada en un ciclo de condensación con turbinas de vapor y torres de enfriamiento y un factor de capacidad del 90%. Agencia de Inversiones del Neuquen.2009. Recuperado de:

<http://www.adinqn.gov.ar/index.php/es/licitaciones/lic-energia-geotermica>

LCOE según el esquema del EPEN

Proyectadas Ganancias:

El EPEN tiene 82.000 clientes, a U\$S 0,084 kWh, y consumiendo un promedio de 300 kWh/mes, el cálculo serian, U\$S 0,084 kWh x 300 kWh/mes x 24 h x 30 días= U\$S 0,084 kWh x 300 kWh/720 h x 24 h x 30 días = U\$S 25,2 x \$A 17 pesos = \$A 428,4 pesos/mes x 82.000 clientes = \$A 35.128.800 pesos por mes de ingresos. (U\$S 1 = \$A 17 pesos, Oficial 17/08/2017).

Costo de la Energia Nivelado (LCOE-Costo Nivelado de la Energia)-Ver Figura 6

El Levelized Cost of Energy (LCOE) en Argentina es un poco elevado en la provincia del Neuquén. Calculos:

$LCOE = \text{Annualized overall payments } A(\text{total}) / \text{Annually provided energy } (Ea)$

LCOE: Pagos Totales Anuales A (total)/Energia Provista Anualmente (Ea) (en Español).

$A(\text{total}) = \$A 35.128.800 / \$A 18 (\text{oficial}) = U\$S 1.951.600$

$Ea = 300 \text{ kWh} \times 360 \text{ d} \times 24 \text{ h} = 2.628.000 \text{ kWh}$

$LCOE = 1.951.600 \text{ U\$S} / 2.628.000 \text{ kWh} = U\$S 0,743/\text{kWh}$

$LCOE = U\$S 0,743/\text{kWh}$

Aringoli, F. (2011) Recuperado de:

<https://www.rionegro.com.ar/en-neuquen-se-abona-la-tarifa-de-electricidad-mas-cara-del-pais-FY2230564>

Evaluación Económica Planta Geotérmica Copahue (PGC)-2011

CAPEX (CAPITAL EXPENDITURE)

El CAPEX, o, denominado, “Inversiones en Bienes de Capital”, o, “Gastos en Capital”, muestran las adquisiciones o mejoras en activos ligados a la actividad principal de la empresa (ej., plantas de fabricación, nuevos edificios, camiones de reparto, ordenadores, ...). Cualquier gasto que se realiza para aumentar los ingresos y los beneficios, y no son parte del producto vendido. El CAPEX dice en que fase se encuentra una empresa (crecimiento, madurez, declive). Empresa de crecimiento lento o nulo: si el capex es similar a la depreciación/amortizaciones y muy inferior al FF (Cash From Operating Activities): la empresa no crece, sino que mantiene su estructura actual y solo aplica un mantenimiento. Empresa de crecimiento rápido: si el capex es más alto que la depreciación/amortización y superior al FF (Cash from Operación Activities): la

empresa está en un proceso de crecimiento enorme. Jasson, M. (2009). CAPEX. Recuperado de:

<https://www.rankia.com/foros/bolsa/temas/1872635-capex-capital-expenditure/completo?plantilla=imprimir>

Suposiciones Planta Geotérmica Copahue (PGC)-2011

Costo Pozos	5.441.165 U\$\$
Cantidad de Pozos	7
Costo Planta	2176 U\$\$/kW
Tamaño Planta	30 MW
Costo LAT	2.176.465 U\$\$/km (Líneas de Transmisión de Alta Tensión)
Longitud LAT	55 km (Líneas de Transmisión de Alta Tensión)
Otros	11.535.268 U\$\$
CAPEX TOTAL	126.887.945 U\$\$
CAPEX UNITARIO	4230 U\$\$/kW

Rendimiento

TIR: 15% (TIRM calculada según valores de JICA actualizados a 2017 = 18%)

Payback: 9 años. (con Excel y valores U\$\$ a 2017: 14,18 años)

OPEX 10 U\$\$/MWh

Periodo de Construcción 4 años (JICA son 5 años)

Periodo de Explotación 25 años (JICA son 30 años)

PPA 132 U\$\$/MWh (Puerta Posterior Abierta)

Factor Disponibilidad Planta 90%

Declinación Reservoirio 3% (luego de 30 años tendría una declinación acumulativa del 90%).

Derecho de Concesión 8.705.000 U\$\$

Regalías 5%

Recuperado: Agencia de Inversiones del Neuquen.2009. Agencia para la Promoción y Desarrollo de Inversiones del Neuquén.

Análisis de Sensibilidad (PGC)-2011

Costo Planta (U\$S/kW)	1855	1850	2176	2503	2829	3155
CAPEX Total (U\$S/kW)	5577	3903	4230	4556	4883	5209
TIR	17,6%	16,3%	15,0%	13,9%	12,9%	11,9%

Agencia de Inversiones del Neuquen.2009. Recuperado de:

Agencia para la Promoción y Desarrollo de Inversiones del Neuquén

El rendimiento de la TIR=15% es menor a la TIR calculada con flujo de fondos sacados de valores del 1991 de la JICA llevados a valores actuales (2017) mediante el CPI. Esta TIRM=23%

Por razones que serán explicadas más adelante, se calcula la TIRM modificada con EXCEL, arrojando una TIRM de 23%, que guarda una mayor relación en cuanto a su valor con el CAPM de 13,59%, es decir, $23\% > 13,59\%$, justificándose la factibilidad del Proyecto desde el punto financiero.

Agencia para la Promoción y Desarrollo de Inversiones del Neuquén. Recuperado de: <http://www.adinqn.gov.ar/index.php/es/licitaciones/lic-energia-geotermica>

Costo del Capital en (U\$D/año)-Diversas Energías (ejemplos: eólica y nuclear)

El impulsor de costos de capital indica el costo de la planta por kilovatio instalado y depende principalmente del tipo de tecnología a utilizar, en segunda instancia depende de la demanda de este tipo de generación durante un periodo. En la actualidad, se ha generado una demanda muy robusta por los aerogeneradores para construir granjas eólicas; esta alta demanda ha presionado al alza los precios de estos al mismo tiempo que ha incrementado el plazo de entrega por parte de las empresas que lo manufacturan.

La capacidad instalada de la planta consiste en la escala de planta que posee mejor factibilidad técnica y económica. Para una planta nuclear, una escala de 2.000 MW sería la adecuada, mientras que para una planta de ciclo combinado sería suficiente con unos 500 MW.

Tasa de retorno en el sector eléctrico en el mundo para diversas energías

El cálculo de la tasa de retorno constituye un tema que ocuparía un artículo completo, ya que abarca temas diversos de finanzas que no pudieran dejarse a un lado. Sin embargo, existen ciertas cualidades que deben ser mencionadas, como las siguientes.

Los cálculos del costo del capital se hacen usualmente en dólares de EEUU por ser una moneda que se ha mantenido estable históricamente, superior a otras monedas

latinoamericanas, por lo tanto, el retorno corresponde a valores que pueden ubicarse entre el 8% como límite inferior y hasta un 20% como límite superior.

En algunos países la tasa de retorno para las inversiones en el sector eléctrico ha sido fijada en 10% como medida gubernamental, razón por la cual se va a utilizar este valor de aquí en más.

La tasa de retorno tiene mucho que ver con el riesgo que se está acometiendo en la inversión, por lo tanto, si esta se ejecuta en un país con una tasa de riesgo país elevada, esta incrementara la tasa de retorno y viceversa.

Si se compara entre sectores en un mismo país, el de electricidad resalta por ser uno de los que engloba menor nivel de riesgo.

Recuperado de: <http://www.vocesenelfenix.com/print/214>

El costo de capital (Ccap) para una planta de generación dada se determinará según la siguiente ecuación:

$$Ccap = P \times R \text{ (U\$D/año) (1)}$$

Pero,

$$P = Icap \times Cap \text{ (U\$D) (2)}$$

Implica que:

$$Ccap = P \times R \text{ (U\$D/año) (1)}$$

$$P = Icap \times Cap \text{ (U\$D) (2)}$$

$$P = Icap \times Cap \text{ (U\$D) } \times R \text{ (3)}$$

Donde:

P: Valor Presente de la Inversion (U\\$D)

Icap: Impulsor de costos de capital (U\\$D/kW)

Cap: Capacidad instalada de la planta (kW)

R: Factor de Recuperación de capital(1/año)

Desarrollo:

$$(1) Ccap = \text{U\$D } 96.721.000 \times 0,1151/\text{año} = 11.132,60 \text{ U\$D/año}$$

$$y, R = \frac{(((1 + i)^n \times i))}{(((1 + i)^n) - 1)}$$

donde, i= Tasa de interés o tasa de retorno en base anual (expresada como fracción).

n= Vida Útil de la planta generadora (años)

implica que,

$$R = \frac{((1 + 0,11)^{30} \times 0,11)}{(1 + 0,11)^{30} - 1}$$

$$= R = 0,1151/\text{año}$$

Aclaración: se tomó el valor de la TIRM como i (0,11-11%)

El Costo de Capital en la industria de la generación eléctrica. Recuperado de: <http://www.vocesenelfenix.com/print/214>

Valor de Recupero-Ver Tabla 4-A

Este valor se calculó usando EXCEL, con la TIRM = 10,88% ~ 11%, y FFt y FF actual, en base a estos valores se obtuvo un Periodo de Repago de Recupero Descontado de 14,18 años, o, 14 años y 2 meses aproximadamente.

Depreciación Mensual-Ver Tabla 3-A

Se aplicó la Depreciación Lineal, asumiéndose que no existe un valor de recupero. La Depreciación Lineal arrojó un valor mensual de U\$D 268.669,44 en 360 meses de vida útil del Proyecto.

La explicación de valor cero para el Recupero se puede deber a que el yacimiento tiene una declinación del reservorio del 3%. Las variables que entran en esta declinación se enumeran abajo, y se deben más que nada a una merma del flujo de vapor de agua:

- 1-cambios en las condiciones térmicas.
- 2-cambios en las aguas subterráneas.
- 3-deformación del terreno.
- 4-cambios en la sismicidad.

Estas cuatro variables se dan a modo informativo, ya que entrar a describirlas desde un punto de vista geológico no es la temática de esta tesina en administración de empresas.

Metodología

El tipo de estudio es descriptivo y de investigación empírica en una tesina de una maestría profesional donde el producto final analiza casos de factibilidad y diagnósticos de índole financieros de las finanzas corporativas. Se trata de describir el componente geológico-técnico que hace a un campo geotérmico, pero sin entrar en mucho detalle científico, solo lo básico, como, por ejemplo, que hace a un buen campo geotérmico por su temperatura y como el calor se origina en la tierra y llega a superficie, y ese calor es encauzado hasta usarse como energía calórica, pasando a energía mecánica y al final en energía eléctrica.

En segundo término, se trata de explicar la importancia de estos campos en la economía de una región y a la red nacional de electricidad del país. Los beneficios de ella, y los beneficios económicos y energéticos a la comunidad local y nacional.

En tercer lugar, se trata de obtener los indicadores evaluativos del proyecto para ver si es factible, con datos del año 1991 de JICA llevándolos al 2017 mediante CPI, y compararlos, dando resultados sumamente parecidos, llegándose a la conclusión que es factible realizar el proyecto tanto económicamente (Beneficio/Costo), financieramente (VAN y TIR) y socialmente (cualitativamente). Se suman datos sacados del 2011, en

donde se obtienen datos que también dan positivos los resultados de seguir adelante con el proyecto en Copahue-Caviahue.

Todas las tablas con los datos económicos y financieros (al 2017) (JICA, 1991), de donde se obtuvieron el VAN y la TIR, y otros datos más, se hallan en el Anexo.

Recuperado: <https://www.adinqn.gov.ar>

Se elaboraron aspectos teóricos y con fórmulas de como la TIR y el VAN están influenciados por la inflación del país (24% anual), pero se decidió no incluirlas.

Tipo de Trabajo

Como dicho anteriormente en 3.1., el tipo de trabajo es una tesina en donde el tipo de estudio es descriptivo, y la tesina es de carácter profesional.

Unidades de Análisis

Las unidades de análisis corresponden a las finanzas corporativas, que son las herramientas de esta tesina, como ser el VAN, la TIR, la TIRM, el tiempo de Recupero Descontado, la Depreciación mensual de la planta, el Flujo de Fondo Descontado, el CAPM, el WACC, B – C, B/C, y afines.

Variables

Las variables centrales de esta tesina son la TIRM, la TIR, el VAN y las variables para armar el Flujo de Fondos o de Caja, para concluir si el proyecto es viable financieramente o no, también se hace referencia a la TIR Económica.

Criterio de Selección de Casos

Se eligió el Reporte de la JICA de 1991 con valores USD de ese año, y se los llevó a valores USD de junio 2017 mediante el método de CPI.

Técnicas e Instrumentos

Las técnicas e instrumentos fueron a base del uso de la planilla de cálculos EXCEL para el cálculo de todas las variables financieras relevantes.

Aspectos Financieros Geotérmicos Comparables con otras Fuentes de Energía

Cada planta de potencia de energía geotérmica es única porque cada campo geotérmico es único. La comparación de energía eléctrico de recursos geotérmicos es por lo tanto muy compleja ya que debido a los tantos parámetros complejos que pueda tener tiene un impacto significativo en los componentes del complejo de la planta de potencia del campo geotérmico. Las plantas de potencia geotérmicas nunca son fáciles como de enchufar y ponerse a trabajar, y requieren un mínimo de trabajo de ingeniería para “aprovechar” la energía de la manera más eficiente y sostenible posible. Los proyectos geotérmicos son por lo tanto más complejos que proyectos de plantas de energías convencionales.

Los campos geotérmicos capaces de ser aprovechados pueden tener temperaturas en un rango que van desde los 120 Celsius hasta los 350 Celsius. Los costos de perforación variaran enormemente de un proyecto a otro dependiendo en la ubicación de este, las características del subsuelo, y a que profundidad se encuentra el recurso calórico. Además, no todos los pozos perforados tienen éxito y su performance pueden ir de unos cientos de kW hasta los 20 MW o incluso más. Los riesgos involucrados en llegar al recurso calórico son significantes y los proyectos geotermiales son generalmente caracterizados por una inversión inicial muy alta con riesgos de costos muy altos.

Como los proyectos geotérmicos usualmente llevan de 5 a 10 años en llegar a un desarrollo total, es importante tener desde el principio una buena noción del rango de la energía geotérmica en donde esta empezara a ser económicamente competitiva.

Aquí discutiremos la inversión, los costos de operación y mantenimiento de proyectos geotérmicos y se propondrán a modo de comparación precios de energía de varias fuentes.

Costos de Inversión

Típicos costos incluyen, Preparación, Costos de Exploración, Desarrollo del campo de pozos geotérmicos, Integración de un Sistema para suplir a la Planta de Potencia, Sistema de reinyección, Planta de Potencia, Costos Indirectos (supervisión de ingeniería, costos del dueño, interés durante la construcción, etc.).

Típicos costos de Inversión: 3650 U\$S/kW (bruto) para una planta de vapor de 50 MW usando 250 C de fluido geotérmico, y 5300 U\$S/kW (bruto) para plantas binarias de 10 MW usando 150 C de fluido geotérmico.

Distribución de los costos para una típica planta geotérmica a vapor (50 MW a 250 C), Preparación 2%, Exploración 8%, Pozos geotérmicos y desarrollo del campo 50%, Planta de potencia 30%, Costos indirectos 10%, Total 100%, Costos de la Instalación Total U\$S por kW 3650.

Distribución de los costos para una típica planta binaria geotérmica (10 MW 150 C), Preparación 2%, Exploración 5%, Desarrollo del campo geotérmico de perforación 44%, Planta de potencia 39%, Costos Indirectos 10%, Total 100%, Costo total de la Instalación, U\$S por kW 5300.

Costos de operación y mantenimiento

Típicos costos de O&M, Personal, Partes accesorias y artículos de consumición de planta, mantenimiento periódico, gastos generales y seguro, reemplazo de pozos.

Costos de O&M pueden variar bastante de una planta a otra dependiendo en el tamaño de la planta y el tipo de esta, su ubicación y la filosofía de la operación de la planta elegida en el estadio de diseño por el dueño de la planta.

La operación de la planta de energía de una moderna planta geotérmica, es establecida a funcionar automáticamente y sin personal. Sensores y equipo de vigilancia proveerán alarmas de algún mal funcionamiento, como pérdida de fluido de

trabajo, en caso de incendio o llegada de visitantes no autorizados, etc. Durante el comienzo del funcionamiento de la planta o su cierre, un operador es siempre requerido. Siguiendo al cierre automático por mal funcionamiento, la presencia del operador es siempre requerida para resetear e la respectiva computadora los módulos del sistema.

Las plantas de potencia geotermales, son usualmente equipadas con varias interfases humano-máquina y software de PLC para operar la planta y desplegar diagramas de patrones y tendencias para grabar los parámetros de la planta y alarmas. La pantalla de resumen, al menos, es visible desde una ubicación remota, y, en caso de mal funcionamiento, las alarmas se transforman visibles y auditivas también. El comienzo de la planta, entrada en calor, sincronización y carga sigue a un programa automático programado rutinariamente y lo mismo acontece en caso del cierre (apagarse) de la planta, ya sea fijado para un cierto horario o forzado. La visita de un operador de planta diario es sin embargo necesario para ocuparse de los sistemas y realizar tareas preventivas de mantenimiento y tareas de inspección como chequear por ruidos, vibraciones, pérdidas de fluidos, condiciones de filtro, niveles de los fluidos, válvulas de seguridad, etc.

Cerca de una a dos semanas programadas para el cierre de la planta y prever cada año para mantenimiento general y 5-8 semanas cada 3-6 años para un mayor mantenimiento relacionado al cierre de la planta y apagarla. Esto influencia los costos de mantenimiento y la estimada utilización de horas.

El mantenimiento general incluye la inspección de la planta, calibración de instrumentos, limpieza del generador, de las válvulas de seguridad, inspección de los sellos mecánicos, test de aislamiento, etc. Los pozos geotérmicos, el separador de gases control de válvulas son chequeados para ajustes y limpieza. El mantenimiento al aire libre es requerido en edificios y partes de acero pintadas, equipamiento y tubería de soporte, alambrados del área, etc.

Los costos de operación de una planta son presentados a continuación. En general, el costo está en el rango de 1,5%-2,5% del total costo de instalación.

Los costos de O&M de una planta de vapor geotérmica son aproximadamente:

Producción de planta en MW—1, Producción bruta anual de electricidad en U\$/MW—48.000, Costos Fijos Operacionales en U\$/MW-----43.000, Supervisacion y maquinaria en U\$/MW----8.000, Trabajos de mantenimiento en U\$/MW---25.000, Supervisacion del reservorio en U\$/MW-----10.000, Costos variables Operacionales en U\$/MWh-----4.30, Suministros Operativos en U\$/MWh—0,70, Mantenimiento de las Perforaciones en U\$/MWh---3,30, Total O&M Costos para 1 MW en U\$/año-----75.000

Similares valores pueden deducirse para las plantas binarias.

Produccion de Electricidad Neta

Las plantas de energía geotérmica generalmente usan su propia producción de electricidad para cubrir el consumo interno. El consumo interno, no aparece como costo operacional, solamente reduce la energía vendida al SIN.

La energía de consumo interno de una planta de vapor geotérmica, está en el rango de 2-5%, pero puede alcanzar hasta los 20-40% para algunas plantas binarias.

En operación normal, cada unidad debería funcionar y estar en línea por más de 8.000 horas/año, dejando 1 a 2 semanas para el chequeo de mantenimiento anual programado, y hasta 7 días/año por cortes inesperados. También, cierre de la planta para mantenimiento debería ser programado por 5 a 8 semanas cada 3-6 años.

Comparación con otras tecnologías

La factibilidad de un proyecto de potencia geotérmica no solamente depende en las cuestiones técnicas previamente descritas. La decisión del desarrollo de un proyecto geotérmico también va a depender en la justificación económica de los recursos geotérmicos involucrados en el proyecto. La Tabla 4-F propone una mirada de los típicos costos para varios tipos de plantas de potencia:

- Geotérmica:
- Plantas de turbina a vapor: aprovechando la energía de los fluidos geotérmicos a temperaturas por arriba de 180 C.
- Plantas binarias: la tecnología binaria abre paso a la producción de electricidad de temperaturas bajas que de otra manera no serían usadas para ese provecho, típicamente temperaturas de reservorio por debajo de 180 C.
- Velocidad Media Diesel: este tipo de planta de potencia típicamente opera con combustibles pesados.
- Turbinas a vapor: típicamente operando con carbón.
- Turbinas a combustión: típicamente operando a gas.
- Nuclear.
- Eólica: similar a las plantas de potencia geotérmica, las turbinas de viento son dependientes del lugar.
- Hidroeléctrica: plantas hidroeléctricas de diques grandes, diseñadas para tener un factor de capacidad alto.
- Otras plantas de potencia hidroeléctrica, con menores diques y menor factor de capacidad.

La típica capacidad, o factor de carga son también indicadas para cada tipo de planta en la Tabla 4-F. El factor de capacidad de carga indicada depende en la disponibilidad de la fuente, para fuentes renovables intermitentes de energía como el viento o energía hidroeléctrica, y en el costo de los combustibles. Las plantas de energías geotermales son generalmente consideradas uno de los productores de energía con el factor de carga más alto, y con la energía disponible las 24 horas del día, 365 días al año, y en algunos casos arriba del 95%.

Es posible comparar la economía de diferentes fuentes de energías considerando la variedad de costos con elementos como: costo de inversión, costo de combustibles, costos de O&M, tiempo de vida y eficiencia económica. Un estudio hecho por la Credit Suisse en 2009, comparo los LCOE para varias fuentes de electricidad, Acorde a este estudio, la energía geotérmica resulto ser la ms económica.

LCOE (U\$/MWh)

Geotermal 20-60

Eolica 30-60

Nuclear 40-65

Gas Natural 38-65

Carbón 48-65

Solar Termal 68-122

Célula de Combustible DG 73-118

Solar PV (Thin Film) 110-180

Solar PV (Crystalline) 120-198

Los países pueden desarrollar y mantener un plan de costo de desarrollo bajo por un cierto tiempo con el propósito de identificar los recursos que son más económicamente factibles. El resultado de tales ejercicios es frecuentemente mostrado en la forma de curvas de proyección que muestran el costo total asociado con el desarrollo de cada planta por kW como función del factor de capacidad. Estas curvas son una herramienta interesante para comparar varios tipos de planta de potencia dentro del contexto de diferentes factores de capacidad.

La electricidad geotermal, mientras es limitada en escalabilidad y geografía, compara muy bien con otras opciones y está dentro de las menos caras fuentes de energía. Los costos de inversión para las plantas de potencia geotérmica son altos, 3-7 Millones de U\$/MW, comparadas con otras tecnologías en donde los costos de operación y de mantenimiento son bajos, debido a que una vez que la planta ha sido instalada, no se necesita nada de combustible ni casi nada de ayuda externa para hacer andar la planta. Esta es una de las razones por que las plantas de energía geotérmica son consideradas muy competitivas. Además, generalmente contribuyen a cortar las emisiones de CO₂ y reducen la dependencia con los combustibles fósiles.

(Chatenay, C., & Johannesson, T., 2014).

Hallazgos-Desarrollo

Aspectos Generales

Al consultar la bibliografía reciente, el reservorio de vapor de agua en dicha localidad, tiene una declinación del 3%, lo que le da una vida útil de 30 años al Proyecto (Copahue-Caviahue). Hay otros factores que influyen en la vida útil del Proyecto, pero sería entrar en la geología y la geoquímica, y no son relevantes en este trabajo de tesina de un MBA.

Los trabajos en dicha área comenzaron en 1991 con la “Japanese International Cooperation Agency”, (JICA). JICA, elaboro un reporte técnico-económico-financiero

de factibilidad para la construcción de una planta de energía geotérmica para generar electricidad, hallando justificable la inversión, usando para ello las variables de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN).

En esta tesina se calcularon ambos, usando los valores en USD de los japoneses en 1991, y llevados a valores de junio 2017. Con la salvedad que en vez de la TIR se calculó la TIRM, dando un porcentaje mayor que el CAPM, evidenciando que el Proyecto es viable. Lo mismo sucedió con el VAN, usando valores actuales del dólar a junio 2017, dando positivo, y avalando la viabilidad del Proyecto.

De la misma manera se procedió con la TIR Económica, pero usándose la TIRM Financiera para calcular la tasa de financiamiento, y el CAPM para la tasa de reinversión, dando una tasa de retorno modificada económica del 11%, haciendo también viable este proyecto desde un punto de vista económico.

La tesina está basada en los valores monetarios en dólares americanos de 1991, pero todos pasados a valor dólar de junio 2017, usando un programa online americano, el “Inflación Calculator”, que utiliza los valores del Cost Price Index (CPI) para calcular la inflación desde 1991 hasta 2017. Las conclusiones son las mismas a las que llegaron la gente de JICA en 1991, que el Proyecto es viable desde un punto de vista Económico, Financiero y Social. (Chatenay, C., & Johannesson, T., 2014).

CAPITULO 7-ANALISIS II

Comparación con otras plantas de energía para generar electricidad, caso Copahue-Caviahue, análisis de la tasa de corte, costo de capital, WACC, VAN, y CAPM-EEUU

El problema Neuquino, radica en los moradores de Caviahue, que se verían afectados por dicha central, a manera de contaminación de la única fuente de agua potable que son las lagunas Las Mellizas, las emanaciones de sulfhídrico (H₂S), la contaminación de la flora y fauna, el “no” pasaje de tecnología a los pobladores de Caviahue, la “no” contratación de gente que habita en Caviahue para la construcción de dicha central, la “no” distribución de las ganancias entre los habitantes de Caviahue, todas estas razones y otras más han hecho desvanecer los sendos intentos de proyectos en Copahue, motivos que son todos de índole socio-económico. Hay una discrepancia muy grande entre la suspensión de proyectos geotérmicos en Argentina, y los que estos podrían aportar a la economía del país en forma energética y la transferencia de tecnología, y la oposición de grupos ambientalistas en la zona y otros. Estas posturas en contra de la construcción de la central geotérmica cobran vida de los lugareños de Copahue-Caviahue y de audiencias públicas. Recuperado de:

<http://www.8300.com.ar/2010/11/16/habitantes-de-copahue-caviahue-se-oponen-a-las-explotacion-geotermica-en-la-comarca/>

Las ER, que incluyen las producciones de energía geotérmica (EG), eólica, solar, biomasa, hidroeléctrica y mareomotriz, está ganando el interés de los políticos a nivel mundial y desarrolladores debido a las predicciones del calentamiento global y el alto costo de los combustibles fósiles (carbón y petróleo). El desarrollo también está siendo empujado por el “establishment” en varios estados de la Unión (EEUU) en el “Portfolio de los Estándares Renovables” (RPS) que serán implementadas en los próximos 10 a 30 años. En la industria geotérmica de EEUU se tiende a mirar a sus recursos geotérmicos en producción, pero colocando la energía geotermal en perspectiva con otras ER, ayuda a entender su lugar en el mercado junto con sus fortalezas y debilidades. Por lo tanto, este capítulo hablara o se tratara de comparar la EG con el desarrollo de todas las otras ER enumeradas. Data sobre ER está disponible en la “International Energy Agency” (IEA), pero desafortunadamente los datos son del 2004 con algunas estimaciones del 2005 (IEA, 2006). De todos modos, cumple su propósito para comparar como están los países emergentes con los EEUU actualmente.

La Energía Mundial (World Energy) esta descrita en términos del Suministro de la Energía Total Primaria (“Total Primary Energy Supply-TPES), que es toda la energía consumida por los consumidores, excluyendo la electricidad, pero incluyendo la energía consumida en las utilidades electricas para generar electricidad. En estimar los gastos de energía, no hay gastos de combustibles asociados, para la potencia hidroeléctrica, EG, energía solar, energía eólica, y los cuantificables gastos para procesos a base de combustibles fósiles, y productos intermedios son excluidos.

Colocando a los combustibles fósiles y nuclear en contexto con las ER, el TPES fue de 11.059 Mtoe (millones de toneladas de petróleo equivalente; $1 \text{ Mtoe} = 4,1868 \times 10^4 \text{ TJ} = 3.968 \times 10^7 \text{ MBtu} = 11,630 \text{ GWh}$, de los cuales 13,1% o 1,448 Mtoe fue producida por fuentes de ER en el 2004. Este es equivalente a 463.4 millones TJ (128,7 millones de GWh), y 60,6 millones de TJ (16.8 millones de GWh) respectivamente. $1 \text{ Tera joule} = 2.78 \times 10^7 \text{ kWh}$.

Mirando a las ER (Energías Renovables) en más detalle, hallamos que los combustibles renovables y desperdicios (incluyendo biomasa sólida y carbón vegetal, biomasa líquida, desperdicios municipales renovables, y gas de biomasa), referido como biomasa en esta discusión, contabiliza el 79,4% del total mostrado en la Tabla 2-G. Si consideramos la producción de electricidad, entonces la relación entre las ER y otros tipos de combustibles están representados en la Tabla 3-G. Dentro de estas ER, suman 17,9%, 16,1% por hidroeléctrica, 1,0% por biomasa, y 0,8% por geotérmica, eólica, solar y marea combinadas (un tercio es geotermal).

Desafortunadamente, los factores de capacidad y la energía generada por cada una de las ER, son solamente disponibles de la IEA y el OECD (Organización for Economic Co-operation and Development) países que incluyen la mayoría de Europa del Oeste, Republica Checa, Hungría, República Eslovena, Canadá, EEUU, Australia, Nueva Zelanda, Turquía, Japón, Corea, y México. Un resumen de las ER para los OECD países se muestra en la Tabla 4-G. La mayoría de la energía (80,5%) viene de (aproximadamente 1.650.000 GWh/año) la hidroeléctrica, seguido de la biomasa por 12%, 5,4% por la eólica, 2,0% por geotermal, 0,12% por solar y 0,04% por mareas. OECD solamente provee el 21,8% de las ER mundiales, mientras que consumen el 49,8% del TPES mundial. Cuando los países del OECD consideran las ER, contabilizan la mayoría de la producción de la eólica, solar, y marea en 2004 (86,3%).

Crecimiento de las Energías Renovables (ER) Mundialmente

Desde los 1990, las fuentes de ER han crecido a una ratio anual de 1,9% comparado al mundial TPES del 1,8% por año. La eólica ha tenido el crecimiento más alto con una ratio del 24,4%; de todas maneras, todo esto desde una pequeña base de datos de 1990. La segunda que ha crecido más ha sido la de biomasa de no-sólidos combustible renovables y desechos, como ser desechos municipales, biogás, y biomasa líquida, promediando 8,1% por año. El “grueso” de la biomasa sólida (87,4%) es producida y consumida en regiones no OECD, en donde estos países en vías de desarrollo como en Sudamérica y Sub-Sahara África usan biomasa no comercial para cocinar en residencias y calefacción (IEA, 2006).

La mayoría del crecimiento de la energía hidroeléctrica, tomo parte en países no-OECD, donde ha tenido un crecimiento del 3,3% anual, comparado con países del OECD con un 0,6% anual. El resto de la energía hidroeléctrica, aparece ser en países no-OECD, como lo indica el dique “Three Georges Dam” que representa el 1% al 2% de incremento de la producción anual, estimada a 18.200 MW de capacidad adicional.

La generación de electricidad renovable creció en promedio un 2,1% por año mundialmente, cual es más bajo que la generación total de electricidad del 2,8%. El

total de las renovables fue de 19,7% de la electricidad global en 1990, pero cayó a un 17,9% en 2004. Esto se debió al lento crecimiento de las ER, especialmente la hidroeléctrica en los países de OECD.

Basado en la data del World Geothermal Congress, 2005, la capacidad de crecimiento (MWe) desde 1995 de energía geotérmica alcanzo aproximadamente dos veces para uso directo (6,6% anual, sin bombas de calor) y 1,3 veces para la capacidad de potencia de electricidad (2,7% anual). En términos de producción de energía (GWh/año), el crecimiento para uso directo fue el doble (6,6%, sin bombas de calor), y 1,5 veces (4,1%) para la generación de electricidad. Las bombas de calor geotermales con fuente de tierra, han sido los líderes en el crecimiento mundial, con la capacidad instalada creciendo a un 23,6% anualmente y el uso de energía anual a un 19,6% anual, más que nada en Norte América y Europa.

Estimaciones para el futuro apuntan a un mayor crecimiento en la energía solar y eólica, con más lento crecimiento en la geotérmica, hidroeléctrica y biomasa. Marea/oceánica y de oleaje están en su infancia sin conocimiento de su crecimiento. Para 2010 la capacidad de generación eléctrica proyectada para la eólica es de 74 GWh, solar 20 GWh, y la geotermal 11 GWh. La hidroeléctrica crecerá primeramente en los países no-OECD como China, India, y Latino América. El crecimiento de la biomasa se espera un crecimiento significativo en los países de la OECD. Para 2004, 48 países han adoptado algún tipo de políticas, como ser: i) tarifas de alimentación, ii) portfolio de estándares de las renovables, iii) inversión de capital directo como subsidios o donaciones, iv) incentivos fiscales. Europa, estará a la vanguardia de las ER, debido a varios fuertes compromisos por varios miembros de la Unión Europea.

En resumen, cada una de las ER tienen ciertas limitaciones, algunas realizan un mejor papel para la producción de energía eléctrica y otras para la calefacción. Otras, para paneles solares y maquinas eólicas que pueden ser instaladas muy fácilmente y en un corto periodo de tiempo, mientras que la hidroeléctrica y geotermal pueden tomar más tiempo, especialmente en largos proyectos.

La energía solar obviamente depende de la luz solar diurna, y almacenamiento durante la noche; la hidroeléctrica está sujeta a sequias (África, Nueva Zelanda) y limitadas en ciertos países de OECD; la eólica es intermitente; la biomasa depende en la distribución de combustible y contribuye a la emisión de GEI y emisión de partículas (aerosoles); la marea y oceánica están limitadas a áreas donde suficientes cambios están disponibles y no interfieren con la navegación; y la geotérmica contiene una carga base para la potencia, y puede proveer la carga total para la calefacción, y es dependiente del sitio en donde se encuentre la fuente de calor. Hay que tomar en cuenta que todas las ER se complementan a cada una. Solo la geotermal provee bombas de calor y tienen aplicaciones a nivel mundial, para calefacción y aire acondicionado.

Las fuentes renovables, como un total, tienen un significativo impacto en los TPES, actualmente (2004) proveyendo un 13,1% de la capacidad instalada de los TPES, y 17,9% de la producción de energía eléctrica en 2004. El crecimiento en el periodo entre 1995 y 2004, la capacidad instalada de las ER ha sido 1,9% anual, y para la geotermal ha sido de un 2,7% anual para la generación de potencia, y 6,6% para uso directo (sin

bomba de calor geotérmica). Las bombas de calor geotérmicas han incrementado un 23,6% anual sobre el mismo periodo.

Lund, J. W., 2008. Geothermal Energy Use Compared To Other Renewables, GHC Bulletin. p. 10-12

CAPITULO 8-CONCLUSIONES

En este capítulo, uno de los primeros temas a tratar son los objetivos principales y secundarios.

Objetivos

Objetivo Principal y Secundario

Objetivo Principal

Determinar la factibilidad financiera de la planta geotérmica en la localidad de Copahue-Caviahue, Provincia del Neuquén, Argentina, de producción de energía calórica y su generación de electricidad (Megavatios-MW), y sus implicancias sociales.

En los Objetivos Primarios, se logra justificar la construcción de una planta de potencia geotérmica debido a las variables financieras, que dan un resultado positivo en cuanto a la viabilidad financiera de realizarlo, utilizando la **TIRM = 23%** y el **VAN : \$1.774.021,98 (ver Tabla F-256, p. 140-141)**.

En el aspecto económico, utilizando los mismos datos (ver Tabla 1-A), se obtiene una EIRRM = 15%, y un VAN de U\$S 1.190.558,50, al ser la TIRM mayor que el costo de capital de 13,59%, al igual que la EIRRM, y siendo ambos VAN positivos, y el cociente de B/C = 1,31, se concluye que el proyecto es viable de realizarse.

Objetivos Secundarios

i) Indicar y evaluar el comportamiento de las principales variables socio-económicas que inciden en el resultado de construcción de la central geotérmica que se proyecta.

En el aspecto socio-económico, con datos sacados de estudios hechos por JICA (1991), y por la Agencia de Inversiones del Neuquén (ADI-NQN), se abastecerán 78.000 hogares, se evitarán emisiones de dióxido de carbono por 104.325 ton/año, se crearán nuevas fuentes de trabajo, más energía eléctrica para el área de Copahue-Caviahue, el impacto ambiental es muy leve y fácil de mitigar.

ii) Enunciar y cuantificar los factores determinantes para llevar adelante el proyecto en el ámbito técnico, social, y económico.

En el ámbito técnico, el tipo de reservorio es de vapor de agua seco. Geológicamente hablando, la temperatura en grados centígrados es superior a los 150 Celcius (por debajo de 150 Celcius no es viable, arriba de los 350 Celcius tampoco lo es). En lo social, abastecerá a 78.000 hogares, el impacto ambiental es bajo y fácil de mitigar, creará nuevas fuentes de trabajo, y se evitarán 104.325 toneladas/año de CO₂ de ser emitidas a la atmósfera. En lo económico, se podrán vender los Bonos de Carbono, dejando a los lugareños de Copahue-Caviahue un monto cercano a los siete millones de dólares, U\$S.

Se puede decir con toda certeza que todos los objetivos han sido cumplidos.

En cuanto a los objetivos primarios, tanto la TIR, el VAN, ya sea con dólares del año 1991 de JICA y llevados a valor dólar U\$S 2017, el análisis financiero dio una TIRM mayor que el costo de capital y una VAN positiva, justificándose la inversión en la planta de potencia geotérmica en Copahue-Caviahue, Nequen, Argentina.

En cuanto a los beneficios socio-económicos estos también tienen connotaciones positivas, por ende, es beneficioso la inversión para la sociedad que recibiría la electricidad de la central geotérmica de Copahue-Caviahue de desembolsar dicha inversión. Las Tablas del Análisis Financiero y Económico están en el Anexo para su revisión.

Los impactos ambientales debido a la construcción de dicha central son fácilmente mitigables, con ejemplos traídos de otras partes del mundo, sobre todo de EEUU y las Filipinas.

En referencia a los objetivos secundarios, ya se indicaron, evaluaron y explicaron las principales variables socio-económicas en otros capítulos de esta tesina, debido a eso que no quiero caer en una redundancia si ya las he explicado.

Ahora, si podría enunciar y cuantificar los factores determinantes para llevar el proyecto en el ámbito técnico, social y económico.

En el ámbito técnico, las centrales geotérmicas, en especial esta de 30 MW que es de mediana para abajo, tiene una inversión “up-front” de aproximadamente de U\$S 100 millones de dólares. Esta inversión se da en los primeros 5 años de empezada la misma, y la construcción dura de 5 a 10 años. Una vez terminada, debido a que los costos de O&M son muy bajos, una central de potencia geotérmica es una de las más baratas o menos costosas entre todas las otras fuentes de energía eléctrica en el mundo, amortizándose muy rápido, un recupero de 14 años sobre 30 años de vida útil para la de 30MW, dando energía las 24 horas del día, 365 días al año y por 30 años, cosa que ninguna otra fuente de energía está en condiciones de hacerlo.

En lo social, habrá energía eléctrica para 80.000 habitantes, creación de nuevas fuentes de trabajo, caminos, rutas, líneas de transmisión, todo ello requiere mano de obra lugareña. Reactivación de la economía de Copahue-Caviahue y alrededores, y un suministro extra de electricidad gracias a la planta geotérmica.

Los resultados que se esperan del proyecto:

1-Conveniencia de llevar adelante una inversión de esta naturaleza: es extremadamente muy conveniente, debido a que la inversión se recupera en 14 años de 30 años de vida útil del proyecto, se amortiza más rápidamente que cualquier otra forma de energía renovable y no renovable, es la energía más barata en el mundo entero, los costos de O&M son constantes y muy bajos, no se utilizan combustibles fósiles, el impacto ambiental es mínimo y fácil de mitigar, se obtiene energía las 24 horas del día y los 365 días del año por 30 años (vida útil para la de 30MW),

2-Ya se han comparado los costos en U\$S MW/año, U\$S MWh/año, tanto de mantenimiento y operativamente, se ha comparado el LCOE de la biomasa, eólica,

hidrotermal, nuclear, gas natural, geotérmica, marea/oceánica y oleaje, y la geotérmica sigue siendo la más barata en costos y la más redituable (ver Anexo).

3-Posibles logros con sus impactos en materia económica, social y ambiental: ya se ha dicho que económicamente, que incluye a la parte social, es altamente positiva; social, ya se lo ha discutido anteriormente; ambiental, ídem. Sino caeríamos en una redundancia y pérdida de tiempo al repetir las mismas cosas. (ver Anexo).

4-Otros tópicos de interés: aquí cabe acotar, un estudio hipotético que se realizó en el 2000 (Lovekin, J., 2000), en donde el hipotetiza basado en datos reales, entre una central de 30MW y otra de 90MW. Él se pregunta, su hipótesis, cuál de las dos centrales a la larga, 30 años de vida útil, saldría más barata, con menos costos en todo sentido, y cual daría un DROI más alto. Los resultados dieron que la de 90MW daría una ganancia mayor con un DROI de aproximadamente de 54% versus la de 30MW de un DROI de 53%.

Esta situación hipotética fue extenuadamente explicada y con valores numéricos, Tablas, etc., para ambos casos, la de 30 MW y 90 MW y está en el Anexo para satisfacer su curiosidad.

Hipótesis: se acepta la Hipótesis y se rechaza la Hipótesis Nula en base a la magnitud de información de carácter mundial con otros ejemplos de las centrales geotérmicas. Ver en el Anexo.

Metodología de Investigación y su Justificación

Para la metodología, se utilizó el “El Método Científico.”

El camino a seguir fue: Hipótesis → Deducción → Predicciones → Observaciones → Test de Predicciones → Inducción → Hipótesis

Definamos algunos vocablos interesantes,

Deducción: es el razonamiento que parte de un marco general de referencia hacia algo en particular. Este método se utiliza para inferir de lo general a lo específico, de lo universal a lo individual.

Predicciones: una predicción es el anticipo de lo que ocurrirá, de acuerdo con los experimentos o investigaciones que permiten conocer las condiciones y estimar que, si se repiten, el resultado será el mismo. Es de tener en cuenta que las predicciones científicas no siempre se cumplen ya que suelen existir variables desconocidas u otras cuya dinámica no se puede anticipar por precisión. Como por ejemplo las predicciones climatológicas.

Observaciones: (brevemente), observar como ciertos fenómenos están asociados y por inducción intentar descubrir la ley o los principios que permiten dicha asociación.

Test de Predicciones: análisis de predicciones.

Inducción: es un razonamiento que analiza una porción de un todo. Modo de razonar que consiste en sacar de los hechos particulares una conclusión general.

Conclusión del Método Científico Utilizado en esta Tesina

La Hipótesis principal era que si la inversión era justificada para invertir en la planta de energía de Copahue-Caviahue, cosa que dio POSITIVA.

La Deducción, se parte de un marco general de referencia, tomando en cuenta los valores del Análisis Financiero y Económico y Social de JICA, 1991, llevados a valores U\$S 2017, dando resultados similares en cuanto a la TIRM y VAN, justificando su inversión en 2017. Lo “universal”, fueron los tantos ejemplos encontrados en la literatura universal sobre centrales geotérmicas, tanto los costos en lo técnico, social, financiero, y económico, y llevarlo a lo individual, dando también positivo.

Predicciones: la única predicción de la cual se podría hablar en este caso, es el crecimiento de las centrales geotérmicas a nivel global en los últimos 40 años.

Observaciones: la tecnología y su beneficio en lo financiero no pueden separarse. Ya sabemos las facetas muy positivas que poseen las centrales geotérmicas, como mucho menor costo en O&M, amortización más rápida, recupero más rápido, no uso de combustibles, energías limpias, no hay emisión de GEI a la atmosfera, creación de mano de obra, etc. Y estos es en todo el mundo, aun en pasis emergentes (ejemplo, Filipinas).

Test de predicciones: predicciones hay una sola: los bajos costos de una central geotérmica.

Inducción: al razonar del todo, es decir, de todos los ejemplos y el reporte troncal hecho por JICA, 1991, todos llegan a la misma conclusión en las bondades técnicas, financieras, sociales, ambientales y económicas (ver Anexo). Es decir, de lo general (ejemplos más JICA, 1991) se saca una conclusión general, la energía geotérmica es la fuente de energía más lógicamente valedera por antonomasia (ver Anexo).

Hipótesis: ya se la describió y explico anteriormente.

- A) La Metodología de Investigación/Método Científico, resulto ser altamente positiva y apta para realizar los respectivos hallazgos acerca de la energía geotérmica y su justificación para la inversión en una planta geotérmica.
- B) Se convalida la Hipótesis, es conveniente realizar la inversión en la planta de potencia geotérmica ya, y no dentro de un futuro, ya que el país necesita fuentes de bajo costo para la producción de electricidad nacional y substituir de a poco a los combustibles fósiles que poseen costos mucho más altos, mientras más pronto sea, mejor, es un ahorro para el país.

Los puntos más relevantes hallados en esta investigación a través de la literatura argentina y extranjera, es que Argentina no tiene ninguna central geotérmica, por ende, carece del “know-how” de cómo construir una central de potencia geotérmica. Carece del conocimiento de cómo operar una central de estas características, Argentina es un país que en materia de energía geotérmica está más que atrasado tanto técnicamente y

en las infraestructuras legales y regulatorias. No tiene personal entrenado localmente teniendo que recurrir a empresas multinacionales.

Las entidades financieras al desconocer esta energía desde el punto financiero, son muy desquiciantes al otorgar préstamos, si los entregan, teniendo el país que asociarse con empresas como Geothermal One, Inc., de Australia, o el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para obtener capital de inversión para llevar a cabo una central geotérmica de media a pequeña (30 MW). Además, hay que soportar la ignorancia de los lugareños de Copahue-Caviahue, que vienen rechazando proyecto tras proyecto al rechazarlos por temor a la contaminación del lago Las Mellizas, la freática de agua dulce, la flora y la fauna, la destrucción de la industria del turismo en esa zona, la contaminación de los minerales, y otra serie de excusas mal infundidas que no se acercan a la realidad de los impactos ambientales, porque estos son fácilmente mitigables.

En cuanto a la inversión de cualquier proyecto geotérmico para producir electricidad, al principio el desembolso es muy significativo, más que nada por la exploración geológica, geoquímica y geofísica, y los pozos exploratorios que son muy costosos, esos son aproximadamente los primeros 5 años. Cuando la planta ya está en funcionamiento, tiene una vida útil para 30 años, 24 horas al día y 365 al año. Los costos de O&M se abaratan, las ganancias empiezan a ser significativas (residencial más empresas), y la planta podría decirse que se maneja “sola”.

En el proyecto de JICA, 1991, la TIRM dio 23%, el VAN dio U\$S 1.774.021, el FIRR dio 15%, B/C = 1,31; VAN = U\$S 1.190.558 Todo indicando que el proyecto de la central de potencia geotérmica de 30 MW en Copahue-Caviahue es factible y hay que realizar la inversión. Todos los valores fueron pasados a valores U\$S de junio 2017 para crear los valores del Análisis Financiero y Económico.

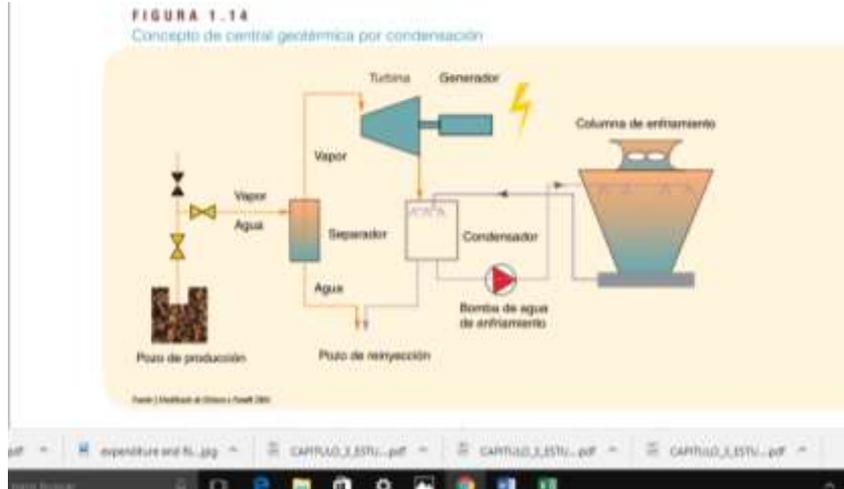
El Método Científico de observar, sacar conclusiones, y llegar a una hipótesis, fue más que nada utilizar el cociente de B/C, la TIRM, el VAN, y varios datos de diferentes papers más que nada americanos, en donde se ve un patrón que se repite, como los costos de O&M en varios países para centrales geotérmicas, perforación de pozos de exploración, accesorios, de producción, exploración y sus costos, todos tienen un denominador común. Concluyendo que estos proyectos geotérmicos son muy factibles, los costos se abaratan luego del quinto o décimo año, la planta se amortiza en 14 años aproximadamente, el porcentaje de declinación es de 3% anual, de la fuente calórica, la vida útil es de 30 años, prácticamente carecen de un valor de recupero, es una fuente de nuevos trabajos, de energía constante por 30 años con muy pocas interrupciones, siendo la parte con más alto riesgo los primeros 5 años de exploración buscando la fuente calórica, que puede resultar estéril.

Es una energía que va en alza, en países del primer mundo y emergentes, cortando la emisión de GEI a la atmosfera, la dependencia de combustibles fósiles (carbón y petróleo), sobre todo cuando estos suben de precio en el mercado de commodities. Es una energía limpia, no contamina de la manera que dicen los lugareños de Copahue-Caviahue, ni tampoco destruiría su industria turística, ni contaminaría su lago Las Mellizas de agua dulce.

Cabe agregar, que, al construirse la primera planta de energía geotérmica en el país, este sería el puntapié inicial para una infinidad de centrales más en Argentina, ya que la Argentina lo necesita para generar electricidad, y mucha, y a bajo costo para distribuir a través del SIN (Sistema Interconectado Nacional)

ANEXO

Figura 1: Concepto de central geotérmica por condensación



El pozo geotérmico provee vapor y agua. Entra en un Separador. El Vapor se va hacia la turbina y mueve al generador, el agua va hacia el pozo de reyección. Vuelve a subir al Condensador. Baja por la bomba de agua de enfriamiento hacia la columna de enfriamiento. El vapor de la turbina no utilizado baja al condensador y hacia a la torre de enfriamiento.

Figura 2: Diferentes industrias a base de Energía Geotérmica

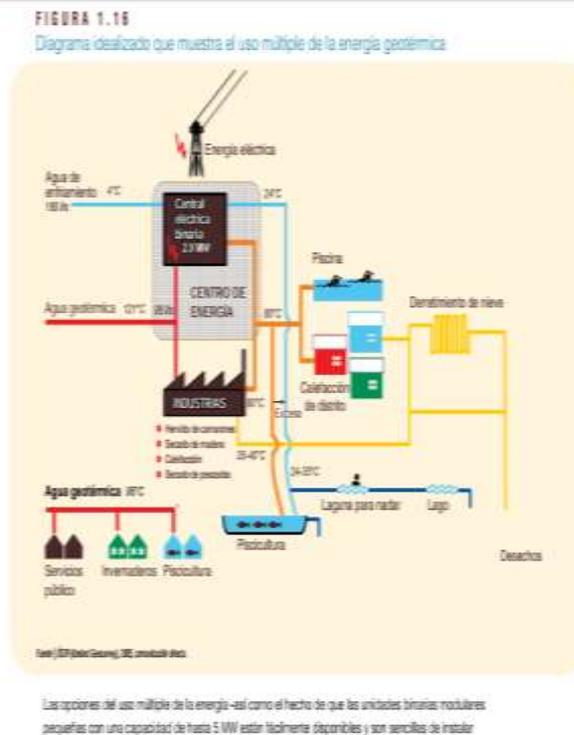


Figura 2.1: Capacidad de Potencia Geotermal Mundial (MWe)-1940-2020

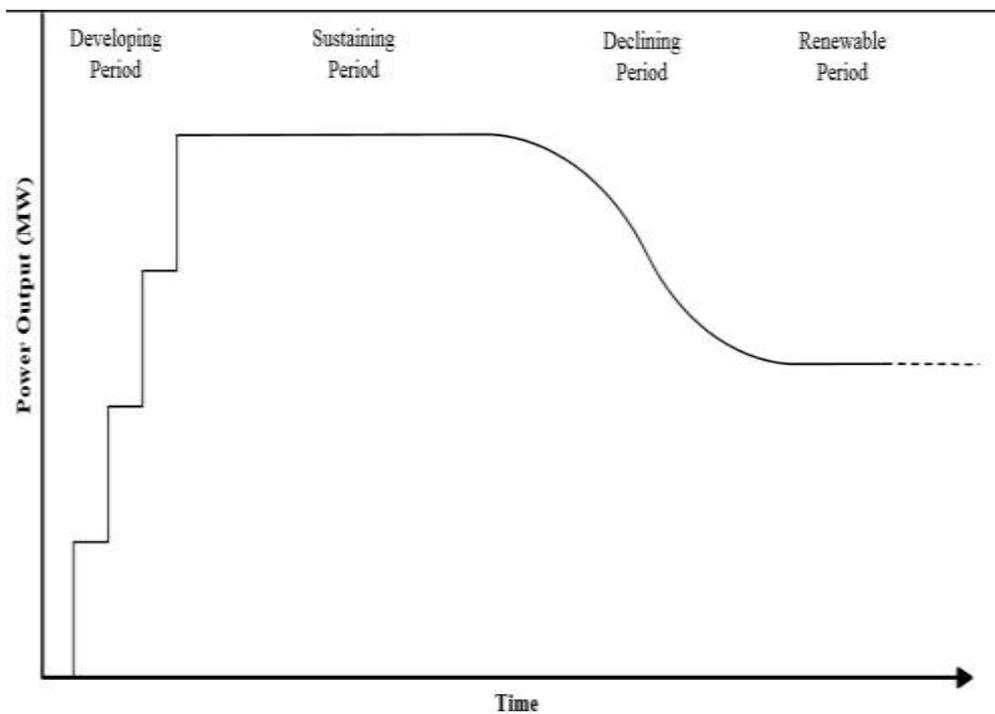
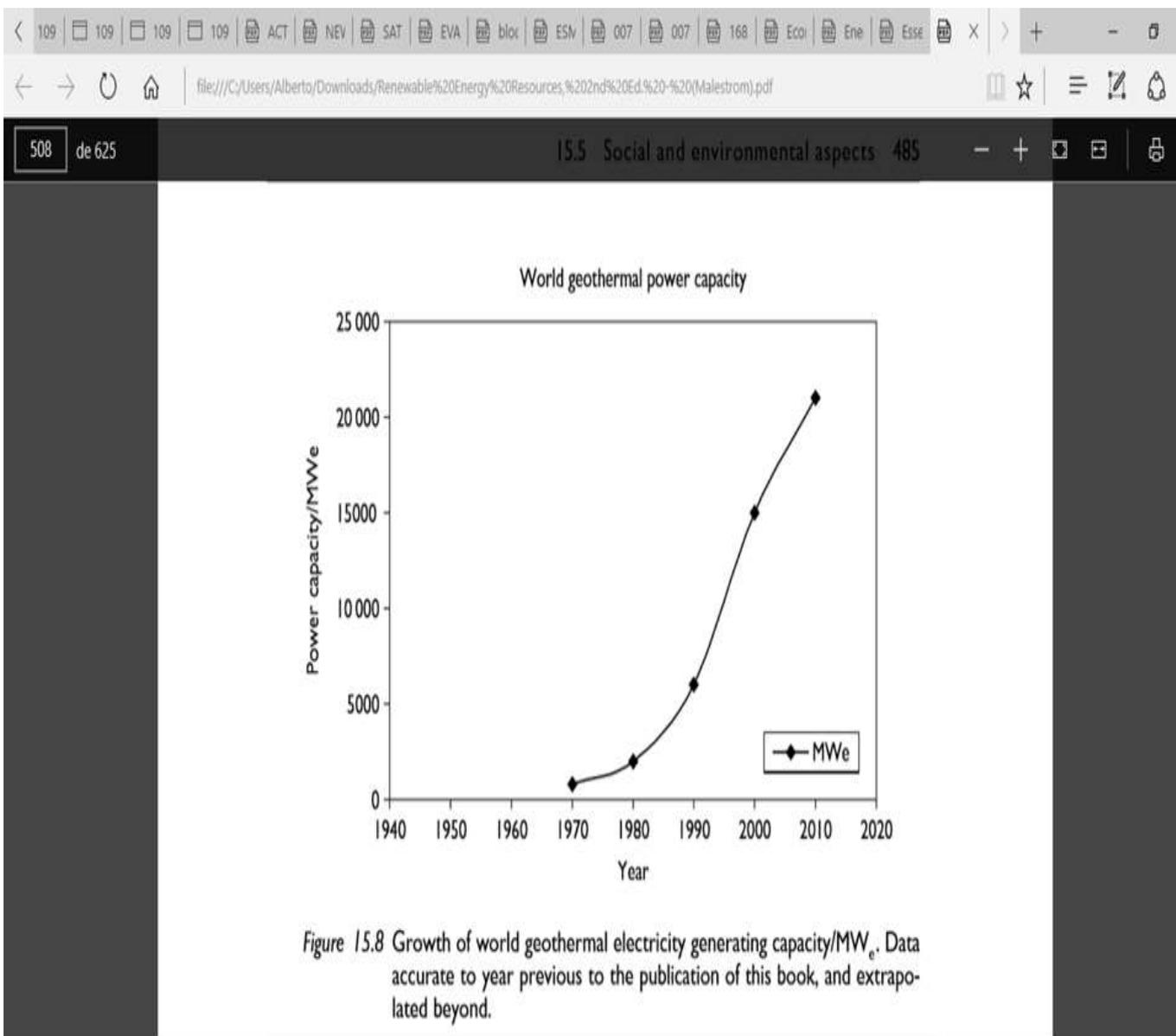


Figure 1. Life Cycle of a Geothermal Field (Lovekin, 1998)

En este diagrama se han graficado el Tiempo vs. La Producción de Potencia en MW, mostrando el Ciclo de Vida de un Campo geotérmico. En ella, se observan los cuatro estadios: Periodo de Desarrollo, Periodo de Mantenimiento, Periodo de Declinación, y el periodo Renovable.

Figura 2.2 Capacidad de Energía Geotermal Mundial



La energía geotérmica tiene un incremento en los próximos tres años hasta tocar los 20.000 MWe a nivel mundial, tendencia que se observa desde 1970, con una pendiente muy empinada.

Figura 4: Curva de carga simplificada con fuentes típicas de combustibles

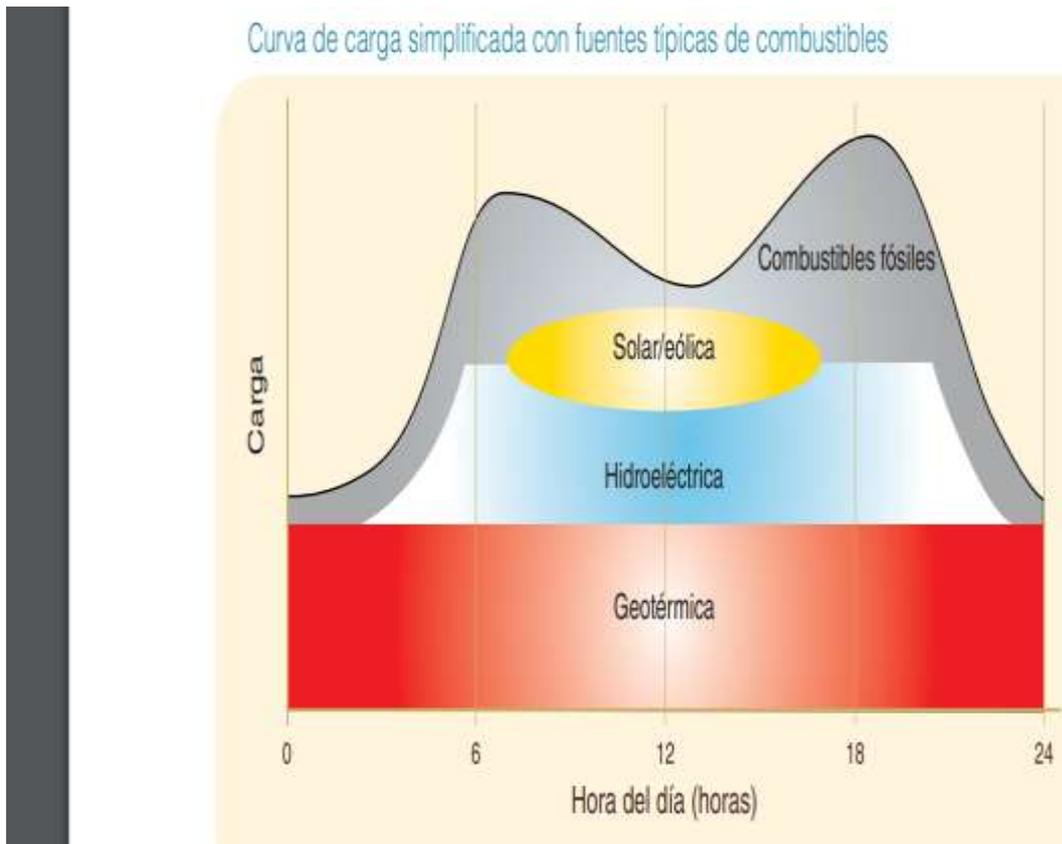


Figura mostrando la efectividad de la energía geotérmica comparada a las otras energías renovables y a base de combustible fósiles. La geotérmica produce ininterrumpidamente las 24 horas del día, la solar de 6am hasta las 18 horas, la eólica mientras haya viento. A base de combustibles fósiles en función del precio del mismo y con picos de decrecimiento al empezar el día y al terminar el mismo. La hidroeléctrica es en base al caudal del volumen del río del dique.

Figura 5: Foto de una central geotérmica en Islandia de 60MW.

Central geotérmica Krafla de 60 MW en el noreste de Islandia



Fuente | [Dinero en Luchtrijen](#)

Fase 7: Arranque y puesta en servicio

Fi

Figura 6: Estación de Energía Geotermal en Nueva Zelanda

486 Geothermal energy



Figure 15.9 The Wairakei geothermal power station in New Zealand. Well-heads are at top of photo; condensed steam is discharged into the Waikato River at bottom. [Photo by courtesy of Contact Energy, New Zealand.]

Figura 7: Diagrama de los roles en un proyecto de Energía Renovable

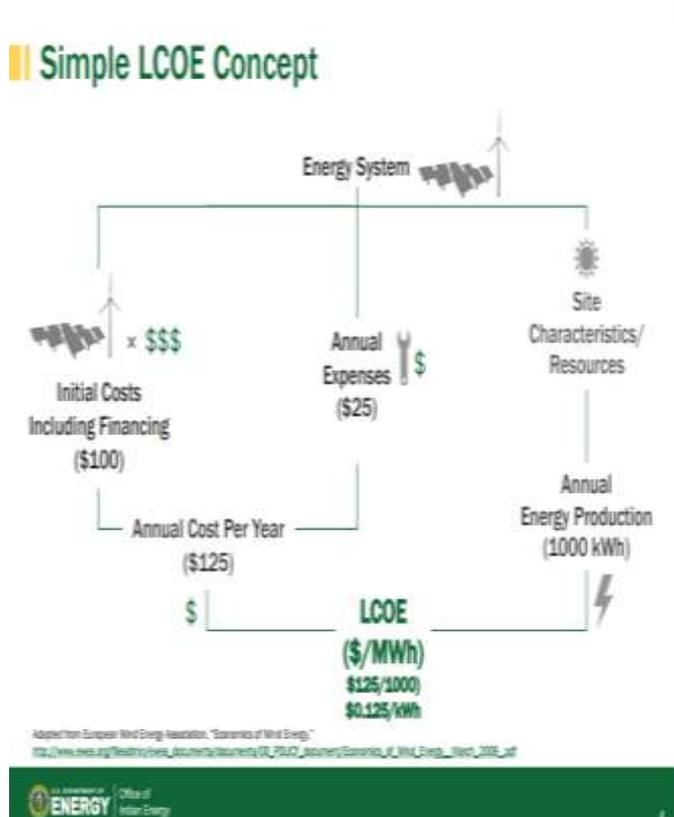
Figure 1: The stakeholders in a RE project



Source: IFC (2016)

Esquema que muestra de los diferentes roles de las ER. En el centro, el proyecto de ER, rodeado de: contratistas independientes, consumidores de energía, autoridades, consultores, operadores de O&M, finanzas, y la comunidad.

Figura 8: Calculo del Costo Nivelado de Energía (LCOE)



Levelized Cost of Energy (LCOE)= Costo Annual por Año/Producción de Energía Anual (U\$\$/MWh)

Figura 9: Suposiciones Conservadoras y Agresivas en los Escenarios de Desarrollo de un Hipotético Campo Geotérmico de 30MW y otro de 90MW.

Figure 1. Life Cycle of a Geothermal Field (Lovekin, 1998)

Table 1. Assumptions for Conservative and Aggressive Development Scenarios of a Hypothetical Geothermal Field

	Conservative Scenario	Aggressive Scenario
Installed plant capacity	30 megawatts	90 megawatts
Number of production wells at start	7	21
Annual decline in productivity of existing wells	2% harmonic	20% harmonic
Number of make-up production wells over 30-year project life	3	34
Initial capacity per well	5 megawatts	5 megawatts
Average well cost	\$2,000,000	\$2,000,000
Initial capital cost per kilowatt installed	\$2,000	\$1,800 (10% reduction)
Total Initial Capital Cost	\$74,000,000	\$204,000,000
Operations and maintenance (O&M) costs per kilowatt installed	\$200	\$180 (10% reduction)
Energy price received per kilowatt-hour	6.5 cents	6.5 cents
Capacity price received	none	none
Annual discount rate	10.0%	10.0%
Annual inflation rate	0.0%	0.0%
Financing	100% equity	100% equity
Taxes	not considered	not considered

Figura 10: Grafica de tiempo vs. Producción de Potencia (MW)

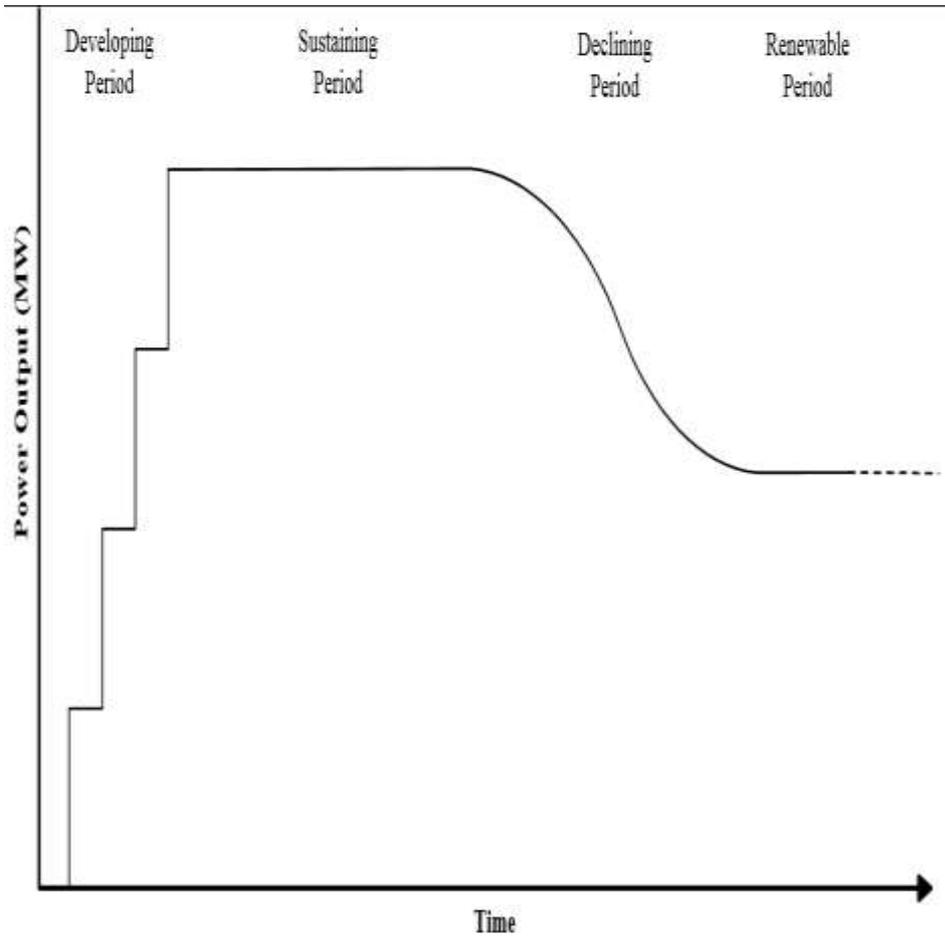
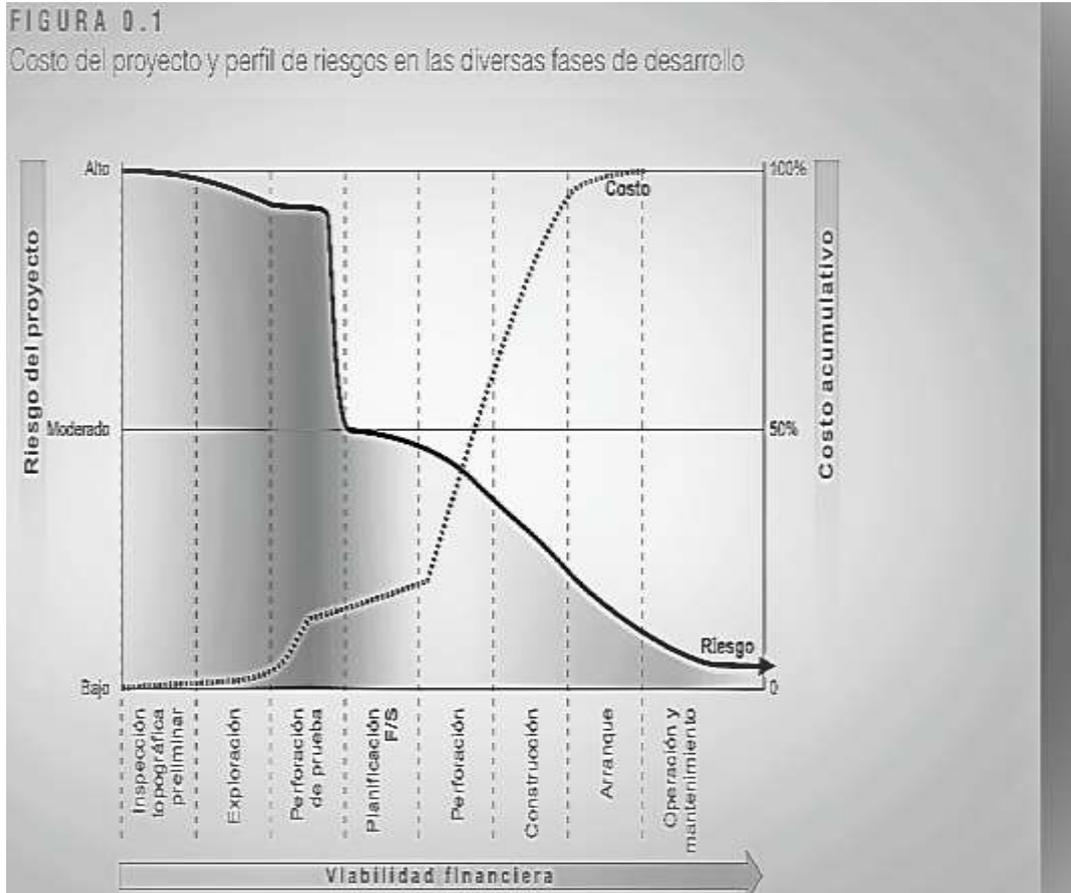


Figure 1. Life Cycle of a Geothermal Field (Lovekin, 1998)

Grafica representando Tiempo vs. Producción de Potencia en MW, mostrando el periodo de Declinación, Periodo Sostenible, Periodo de Declinación, y Periodo Renovable

Figura 0.1: Costo del proyecto y perfil de riesgos en las diversas fases de desarrollo



La Viabilidad Financiera avanza de izquierda a derecha a medida que el riesgo también disminuye. La fase de mayor riesgo es la de Inspección Topográfica y Exploración Geológica, geoquímica y Geofísica, disminuyendo desde el punto de las perforaciones de prueba, y cayendo significativamente hasta la fase de O&M. Aunque el costo, se observa, que es inversamente proporcional al riesgo. La perforación, construcción, arranque y O&M llevan el mayor costo, pero el menor riesgo, hasta que la planta comienza a producir energía eléctrica y se ven las primeras utilidades.

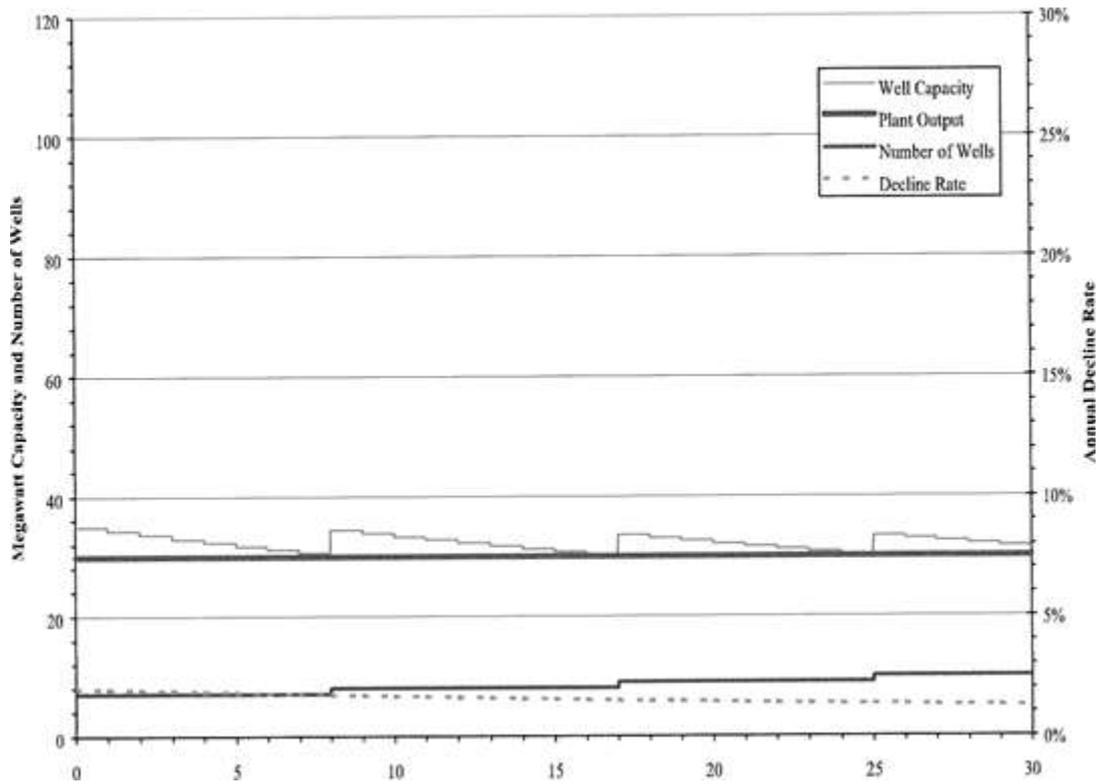
Tabla 1-A: Costos Económicos y Fluidos de los Beneficios-Costos del Beneficio Económico

COSTOS ECONOMICOS Y FLUIDOS DE LOS BENEFICIOS					COSTOS DEL BENEFICIO ECONOMICO					
Fluidos de Costos Economicos										B-C
AÑO	Inversion	O&M	Perforacion de Pozos	Total	Inversion	O&M	Costo de Combustible	Total		
1	2780000			2780000	11682000			0		-2780000
2	4540000			4540000	42734000			0		-4540000
3	9665000			9665000				0		-9665000
4	18717000			18717000				11682000		-7035000
5	47217000			47217000				92734000		-4863000
6		1538000	1835000	3734000		2455000	400000	6455000		3082000
7		1538000	1835000	3734000		2455000	400000	6455000		3082000
8		1538000	978000	2517000		2455000	400000	6455000		3939000
9		1538000	978000	2517000		2455000	400000	6455000		3939000
10		1538000	978000	2517000		2455000	400000	6455000		3939000
11		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
12		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
13		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
14		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
15		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
16		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
17		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
18		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
19		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
20		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4549000
21		1538000	368000	1906000	38301000	0	0	38301000		36395000
22		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
23		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
24		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
25		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
26		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
27		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
28		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
29		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
30		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
31		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
32		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
32		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
34		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
35		1538000	368000	1906000		2455000	400000	6455000		4589000
TOTAL	82.919.000	46140000	15804000	103092700	92717000	71195000	11600000	329912000	135229000	
	EIRR	15%								
	B/C	1,31								
	VNA	\$1.190.558,50	15%							
	EIRR MODIFICADO									
		15%								

Fuente: JICA, 1991-Actualizado a U\$S 2017

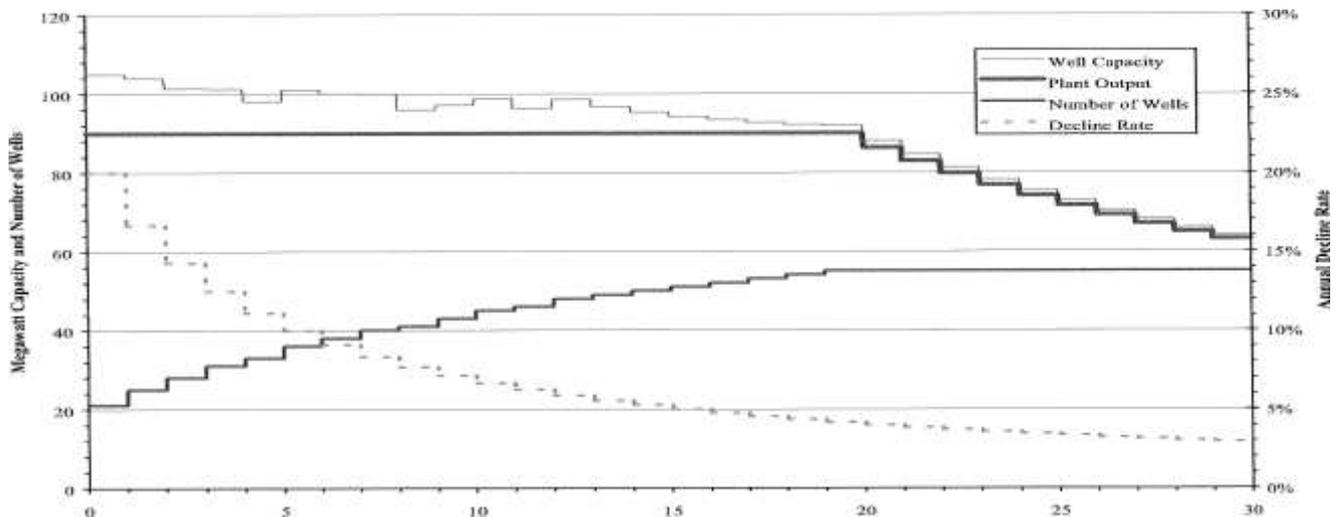
Tabla 1-B: Suposiciones Conservadoras y Agresivas en los Escenarios de Desarrollo de un Hipotético Campo Geotermico-Lovekin, 2000

	Conservative scenario	Agresive scenario
Installed plant capacity	30 me mega watts	90 me mega watts
Number of production wells at start	7	21
Annual decline in productivity of existing wells	2% harmonic	20% harmonic
Number of make-up production wells over 30- year project life	3	34
Initial capacity per well	5 mega watts	5 mega watts
Average well cost	2 000 000	2 000 000
Initial capital cost per kilowatt installed	\$2,000	\$1,800 (10% reducción)
Total, Initial Capital Cost	\$74,000,000	\$204,000,000
Operations and maintenance (O&M) costs per kilowatt installed	\$200	\$180 (1 reduction
Energy price received per kilowatt-hour	6.5 cents	6.5 cents
Capacity Price received	none	none
Annual discount rate	10.0%	10.0%
Annual inflation rate	0.0%	0.0%
Financin	100% equity	100% equity
Taxes	not considered	not considered



Años desde que la planta comenzo a funcionar

**Figura 2-P Escenario Conservador (Energia Disponible = 30 MW):
Performance Proyectada en el campo Geotermico**



**Años desde que la planta comenzo a funcionar-Escenario Agresivo
(90MW)**

Lovekin, 2000

Tabla 3-A Depreciación por Línea Recta

Valor del activo	96.721.000,00		
Vida útil (Años)	30,00		
Depreciación por línea recta			
Año	Cuota depreciación	Depreciación acumulada	Valor neto en libros
1	3.224.033,33	3.224.033,33	93.496.966,67
2	3.224.033,33	6.448.066,67	90.272.933,33
3	3.224.033,33	9.672.100,00	87.048.900,00
4	3.224.033,33	12.896.133,33	83.824.866,67
5	3.224.033,33	16.120.166,67	80.600.833,333

Tabla 3-A: Depreciación por el método Lineal

Tabla 4-1 Payback

I	\$96.721.000,00
n	30
tasa	11,00%

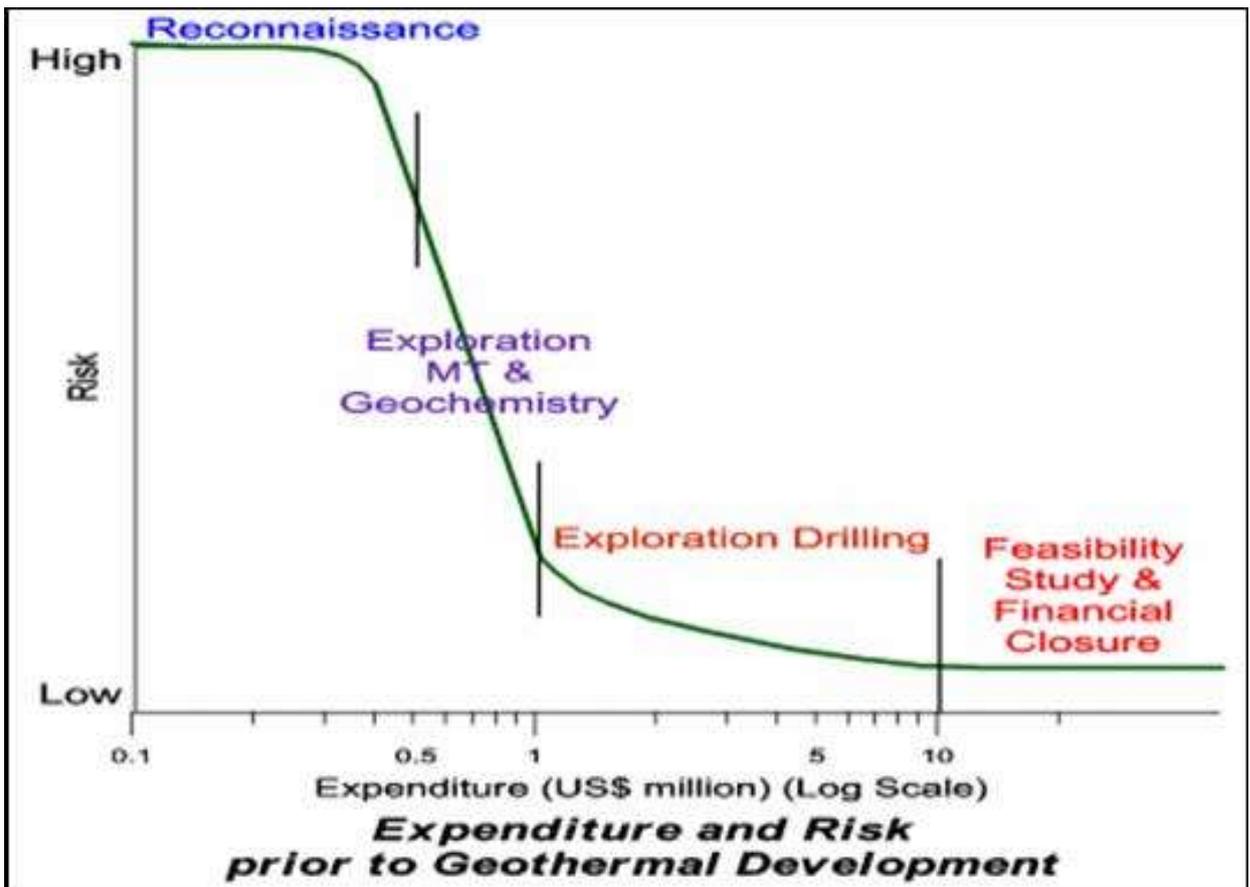
Payback
14,18

k	FF (t)	FF Actual
1	\$12.325.000,00	\$11.103.603,60
2	\$12.325.000,00	\$10.003.246,49
3	\$13.390.000,00	\$9.790.652,60
4	\$13.390.000,00	\$8.820.407,74
5	\$13.390.000,00	\$7.946.313,28
6	\$14.150.000,00	\$7.565.167,83
7	\$14.150.000,00	\$6.815.466,51
8	\$14.150.000,00	\$6.140.059,92
9	\$14.150.000,00	\$5.531.585,52
10	\$14.150.000,00	\$4.983.410,37
11	\$14.150.000,00	\$4.489.558,90
12	\$14.150.000,00	\$4.044.647,65
13	\$14.150.000,00	\$3.643.826,72
14	\$14.150.000,00	\$3.282.726,77
15	\$14.150.000,00	\$2.957.411,51
16	\$14.150.000,00	\$2.664.334,69
17	\$14.150.000,00	\$2.400.301,52
18	\$14.150.000,00	\$2.162.433,80
19	\$14.150.000,00	\$1.948.138,56
20	\$14.150.000,00	\$1.755.079,79
21	\$14.150.000,00	\$1.581.152,96
22	\$14.150.000,00	\$1.424.462,13
23	\$14.150.000,00	\$1.283.299,21
24	\$14.150.000,00	\$1.156.125,42
25	\$14.150.000,00	\$1.041.554,43
26	\$14.150.000,00	\$938.337,32
27	\$14.150.000,00	\$845.348,94
28	\$14.150.000,00	\$761.575,62
29	\$14.150.000,00	\$686.104,16
30	\$14.150.000,00	\$618.111,86

Tabla T-1 Tarifas por empresa, 2017, del valor de kWh y tarifa social.

Última actualización a partir del 01/02/2017			
Empresa	Jurisdicción	Valor kWh	Tarifa Social
		Promedio	Promedio
EDESUR	Capital y GBA	\$ 0,96	\$ 0,35
EDENOR	Capital y GBA	\$ 0,99	\$ 0,34
EDELAP	La Plata	\$ 0,93	\$ 0,33
EDEA-EDEN-EDES	Interior Buenos Aires	\$ 1,38	\$ 0,66
ECSAPEM	Catamarca	\$ 1,27	\$ 0,61
SEECHEP	Chaco	\$ 1,12	\$ 0,53
CAMMESA	Chubut	\$ 1,25	\$ 0,60
EPEC	Córdoba	\$ 1,34	\$ 0,68
DPEC	Corrientes	\$ 1,14	\$ 0,56
ENERSA-EPRE	Entre Ríos	\$ 1,15	\$ 0,59
REFSA	Formosa	\$ 1,23	\$ 0,52
EJESA	Jujuy	\$ 1,19	\$ 0,53
APE	La Pampa	\$ 1,12	\$ 0,64
EDELAR	La Rioja	\$ 1,16	\$ 0,60
EDEM-EDETE	Mendoza	\$ 1,35	\$ 0,71
EMSA	Misiones	\$ 1,18	\$ 0,61
EPEN	Neuquén	\$ 1,26	\$ 0,57
EDERSA	Río Negro	\$ 1,33	\$ 0,65
EDESA	Salta	\$ 1,21	\$ 0,59
ESJSA	San Juan	\$ 1,34	\$ 0,65
EDESAL	San Luis	\$ 1,38	\$ 0,72
EPESE	Santa Cruz	\$ 1,22	\$ 0,59
EPESE	Santa Fe	\$ 1,35	\$ 0,61
EDESE	Santiago del Estero	\$ 1,29	\$ 0,58
DPETDF	Tierra del Fuego	\$ 1,21	\$ 0,57
EDET	Tucumán	\$ 1,36	\$ 0,66
Promedio		\$ 1,22	\$ 0,58

Figura 11: Costos de Exploración en Millones de U\$\$ y su Riesgo



Se reconoce un alto riesgo en la etapa de reconocimiento y exploración. Esta incluye el aspecto geológico, geoquímico y geofísico, donde un pozo exploratorio no suele ser exitoso en la búsqueda del recurso calórico. El costo sube dramáticamente de U\$\$ 1 millón a U\$\$ 10 millones de dólares en la etapa de perforación, donde el riesgo baja debido a que ya los resultados de la exploración han dado una factibilidad favorable al prospecto geotérmico. Finalizando con un riesgo sumamente bajo en los estudios de viabilidad financiera, en donde el proyecto está funcionando y dando ganancias. Se está en la etapa de producción geotérmica.

Tabla CT-1 Costos de Construcción Estimados U\$S 2017

ITEM	Porción Extranjera	Porción Domestica	TOTAL
Costos Directos	23.587.000	65.604.000	80.192.000
Costos Indirectos	3.854.000	4.614.000	8.467.000
TOTAL	27.437.000	70.218.000	97.659.000

JICA, 1991

Tabla CT-2 Costos estimados de Construcción

Costo Estimado de la construcción U\$S 2017	
Gastos de perforación de pozos	U\$S 1637/metro
Costos de mano de obra	U\$S 46/día
Edificios	U\$S 2210/m ²
Concreto	U\$S 455/tonelada
Barras de acero reforzado	U\$S 909/tonelada
Tubos de acero	U\$S 3364/tonelada

JICA, 1991

Grafica S-1 Riesgo Sistemático vs Riesgo No Sistemático

El límite de la diversificación



**Tabla D-L Desglose de los costos estimados de la construcción U\$\$
2017**

Ítem	Costos de Construcción	Costos de Construcción	Costos de Construcción
Ítem	Costos Indirectos	Costos Directos	Total
1. Costos Directos			
2. Reclamacion de la tierra		400000	400000
3. Instalacion de campo		2179000	2179000
4. Trabajos civiles			
5. Produccion de pozos de perforación		23755000	23755000
6. Casa de potencia y edificio			
7. Otras instalaciones		6893000	6893000
8. Equipo electro-mecanico		1510000	1510000
9. Turbina y Generador		25552000	49139000
10. Otros equipamientos	23587000		
11. Líneas de transmisión	23587000	4146000	4146000
12. Total, de Costos Directos		4146000	4146000
13. Costos Indirectos		13720000	13720000
14. Contingencias Físicas			
15. Aranceles del consultor	23587000	65605000	89192000
16. Costos administrativos			
17. Total, de Costos Indirectos	1178000	3281000	4459000
18. Gran Total	2675000		2675000
		1333000	1333000
		4614000	8467000
	3854000		
		70218000	97660000
	27441000		

Tabla CR-1 Cronograma del Desembolso en U\$S 2017

Año	1	2	3	4	5	Total
Perforación	2193000	4387000	4387000	2193000	2193000	15353000
No de Pozos	(1)	(2)	(2)	(1)	(1)	(7)
Reclamación de tierras			400000			400000
Instalaciones de campo	1091000	1088000				2179000
Casa de potencia				6165000		6893000
Otros trabajos civiles				1091000		1510000
Equipamiento electro-mecánico			4419000			4913000
Líneas de transmisión				6445000		13719000
Costos directos	3284000	5474000	9206000	1581000		89192000
Costos indirectos	1820000	200000	2619000	2733000		8467000
Costo Total	3466000	5674000	11824000	18628000		58066000

JICA, 1991 U\$D 2017

Tabla CT-1 Costo de Construcción Estimado-Porción Foránea y Domestica U\$S 2017

Ítem	Porción Foranea	Porcion Domestica	Total
Costos Directos	23587000	65604000	80192000
Costos Indirectos	3854000	4614000	8467000
Total	27437000	70218000	97659000

**Tabla F-256- Análisis Financiero para calcular la TIRM y el VAN-U\$S
2017-(JICA, 1991)**

COSTOS	COSTOS	COSTOS	COSTOS	COSTOS		
AÑOS	INVERSION	O&M	PERFORACION DE POZOS	TOTAL	BENEFICIO	B-C
1	3425000			3425000	0	-3425000
2	5607000			5607000	0	-5611000
3	10812000			10812000	0	-10823000
4	22902000			22902000	0	-22918000
5	53761000			53761000	0	-53798000
6		1761000	2275000	4039000	16346520	12325000
7		1761000	2275000	4039000	16346520	12325000
8		1761000	1213000	2976000	16346520	13390000
9		1761000	1213000	2976000	16346520	13390000
10		1761000	1213000	2976000	16346520	13390000
11		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
12		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
13		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
14		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
15		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
16		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
17		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
18		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
19		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
20		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
21		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
22		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
23		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
24		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
25		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
26		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
27		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
28		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
29		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
30		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
31		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
32		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
33		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
34		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
35		1761000	4530000	2216000	16346520	14150000
TOTAL	96507000	52830000	154190000	303527000	490395600	321995000

TIRM	VNA/VAN
23%	\$1.774.021,98

Tabla 1-G 2004. Cantidad de Combustibles y porcentajes de la producción de la Energía Mundial Total

Combustible	Porcentajes	Mtoe	10⁶ TJ	10⁶ GWh
Petróleo	34.3	3793	158.8	44.1
Carbón	25.1	2776	116.2	32.3
Gas natural	20.9	2311	96.8	26.9
Nuclear	6.5	719	30.1	8.4
No Renovable	0.2	22	0.9	0.2
Renovables	13.1	1448	60.6	16.8

Tabla 2-G 2004. Porcentajes y Producción Mundial de ER

Renovables	Porcentaje	Mtoe	10⁶ TJ	10⁶ GWh
Biomasa	79.4	1150	48.1	13.4
Hidrotermal	16.7	242	10.1	2.81
Geotermal	3.2	46.3	1.94	0.549
Eólica	0.5	7.24	0.303	0.084
Solar/Marea/Oceánica	0.3	4.34	0.182	0.067

Tabla 3-G 2004. Producción Mundial de Electricidad a Base de Combustibles Fósiles

Combustible	Porcentaje	Mtoe	10⁶ GWh
Carbón	39.8	705	8.20
Gas	19.6	347	4.04
Nuclear	15.7	278	3.23
Petróleo	6.7	119	1.38
Restos No-Reciclables	0.3	5.31	0.0618
Renovables	17.9	317	3.69

Tabla 4-G 2004. Producción de Electricidad de países del OECD de ER

Combustible	Capacidad Neta (MWe)	Energía Electrica (GWh/año)	Factor de Capacidad (%)
Hidroeléctrica	428.000	1.343.000	35,8
Biomasa	30.000	196.000	74,6
Eólica	43.000	77.000	20,4
Geotérmica	5900	35.000	67,7
Solar	3000	1.400	5,3
Marea/Oleaje/Oceánica	300	600	22,8
TOTAL	510000	1.650.000	37,0

Tabla 5-G 2004. ER en EEUU

Renovables	MWe	GWhe/año	TJt/año
Hidroeléctrica	96.699	291.187	0
Geotermal	3.094	16.729	31239
Solar	753	602	62186
Marea/Oleaje/Oceánica	n/a	n/a	0
Eólica	6522	15.347	0
Biomasa	10256	70.053	13167
TOTAL	117.324	393.918	106.592

Tabla 6-G 2004. ER en Alemania

Renovables	MWe	GWhe/año	TJt/año
Hidroeléctrica	8271	27874	0
Geotermal	<1	2	11
Solar	708	1000	0
Marea/Oleaje/Oceánica	0	0	0
Eólica	16629	26500	0
Biomasa	2061	17974	12877
TOTAL	25608	73350	13288

Tabla 7-G 2004. ER en China

Renovables	MWe	GWhe/año	TJt/año
Hidroeléctrica	128.570	353.544	0
Geotérmica	28	96	45.373
Solar	0	0	0
Marea/Oleaje/Oceánica	0	0	0
Eólica	0	0	0
Biomasa	n/a	2489	12571
TOTAL	128.598	356.129	57.944

Tabla 4-F Costos por Plantas de potencia “Operación Anual y Costos de Mantenimiento”

Planta	Costo de Inversión en Millones de U\$S	Fijo USD/MW	Variable USD/MWh Bruto	Factor de Carga Típico
Geotermal, vapor	3.60	43.000	4.3	90-95
Geotermal, binaria	5.30	43.000	1.0	85-95
Eólica grande	2.00	35.000	2.0	35-40
Nuclear	4.05	90.000	15.0	80-90
Hidroeléctrica grande	2.80	15.000	1.0	80-90
Turbinas a gas	0.80	12.000	90.0	50-60
Carbón	2.10	70.000	60.0	70-80
Diesel	1.50	60.000	120.0	30-40

Tabla D-1 Demora en años. Costo de exploración en U\$D/kW

DEMORA (AÑOS)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
COSTOS DE EXPLORACION- U\$D/kW	100/150	117/176	137/205	160/240	187/81	219/29	257/38	300/45	351/52
DEMORA (AÑOS)	9	10	11	12	13	14	15	16	17
COSTOS DE EXPLORACION- U\$D/kW	411/661	481/721	562/844	658/987	770/155	901/351	1054/581	1233/850	1443/164

Tabla C-1 Costo Total de O&M en Porcentajes del costo Total

Categoría de Costo	% del Costo Total de los Gastos de O & M
Laboreo	8-32%
Vapor	42-74%
Química	1-15%
Otros/Misceláneas	6-41%

Tabla R-1 Diferentes Tipos de Riesgos

Diferentes tipos de Riesgos	
Análisis de Riesgo Cualitativo y Cuantitativo	
Posibles factores de Riesgo	Riesgo
Naturales/ Ambientales	0,29
Inundaciones	0,23
Terremotos, volcanes, flujos de tierra	0,21
Inclenencia del Clima	0,35
Riesgos técnicos	0,27
Fallas de diseño	0,39
Desafíos de RRHH	0,22
Fallas en el equipo	0,23
Riesgos Económicos	0,30
Desafíos en el siniestro de materiales	0,23
Desafíos en el suministro de mano calificada	0,20
Desafíos de disponibilidad de maquinarias	0,18
Productividad del equipo	0,21
Condiciones del mercado	0,34
Riesgos Financieros	0,34
Desafío de la tasa de interés	0,40
Problemas en el atraso de los pagos	0,52
Indicadores de inflación /microeconómicos	0,55
Presión Económica Global	0,38
Riesgos de Diseño	0,37
Diferentes Condiciones del Sitio	0,54
Status o finalización del Diseño	0,69
Amplitud de los Cambios	0,76
Complejidad del Proyecto	0,30
Definición de la Amplitud del Proyecto Incompleta	0,77
Tecnología de la Construcción	0,24
Cambios en las Especificaciones	0,41
Estimación de los Errores/Métodos	0,30
Gobierno/Riesgos Sociales	0,32
Contractual/Relacionado a Adquisiciones	0,29
Influencia/Intervención del Gobierno	0,29
Legislativo/Estatutario	0,22
Derechos del Consumidor/Litigios	0,22
Riesgos de Construcción	0,29
Defectos en la Supervisacion	0,26
Seguridad	0,22
Calidad del Trabajo	0,19
Ubicación	0,24

**International Journal of Construction Engineering and Management (2014), 3
(5):144-155.**

Costos de O&M-Valores y Rangos- U\$S/MWh (Dólar 2017)

Fuente	Costo de O&M
Sanyal (2004)	18,24-26,06
Owens (2002)	24,52-28,61
EPRI (2001)	22,16-37,39
Lovekin (2000)	28,60-31,46

<http://www.eere.energy.gov/geothermal/faqs.html>

<http://www.saintmarys.edu>

Fuente: Hance, 2005

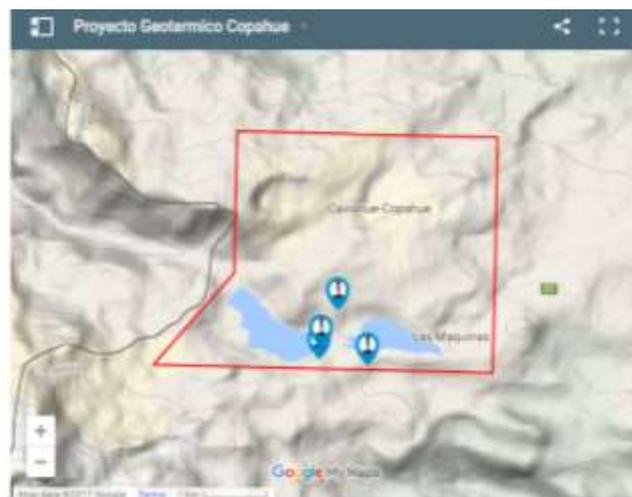
Imagen 1 Neuquen y Ubicación de Copahue-Caviahue



Recuperado de:

<http://www.adinqn.gov.ar/index.php/es/proyectos/proyecto-geotermico-copahue>

Imagen 2 Ubicación de los Pozos (en azul).



Recuperado de:

<http://www.adinqn.gov.ar/index.php/es/proyectos/proyecto-geotermico-copahue>

Año	Venta de Electricidad (MWh)	Ganancias U\$S 000	Costos Anuales de O&M – U\$S 000	Costos de Pozos Accesorios U\$S 000	Flujo de Caja Neto U\$S 000	Factor de Descuento	Costo Descuento de Pozos Accesorios U\$S 000	Costo Descuento de Pozos Accesorios Acumulativos U\$S 000	Flujo de caja Descuento Neto Acumulativo U\$S 000	Flujo de Caja Neto Acumulativo U\$S 000	Flujo de Caja Acumulativo Neto menos Inversión Inicial U\$S 000
1	262800	17082	6000	0	11082	1,000	0	0	11,082	11082	-62918
2	262800	17082	6000	0	11082	1,100	0	0	10,075	21157	-52843
3	262800	17082	6000	0	11082	1,210	0	0	9,159	30315	-43685
4	262800	17082	6000	0	11082	1,331	0	0	8,326	38641	-35359
5	262800	17082	6000	0	11082	1,464	0	0	7,569	46210	-27790
6	262800	17082	6000	0	11082	1,611	0	0	6,881	53091	-20909
7	262800	17082	6000	0	11082	1,772	0	0	6,256	59347	-14653
8	262800	17082	6000	2000	11082	1,949	1.026	1.026	4,661	64008	-9992
9	262800	17082	6000	0	9082	2,144	0	1.026	5,170	69177	-4823
10	262800	17082	6000	0	11082	2,358	0	1.026	4,700	73877	-123
11	262800	17082	6000	0	11082	2,594	0	1.026	4,273	78150	4150
12	262800	17082	6000	0	11082	2,853	0	1.026	3,884	82034	8034
13	262800	17082	6000	0	11082	3,138	0	1.026	3,531	85565	11565
14	262800	17082	6000	0	11082	3,454	0	1.026	3,210	88775	14775
15	262800	17082	6000	0	11082	3,797	0	1.026	2,918	91693	17693
16	262800	17082	6000	0	11082	4,177	0	1.026	2,653	94346	20343
17	262800	17082	6000	2000	11082	4,595	435	1.462	1,977	96323	22323
18	262800	17082	6000	0	9082	5,054	0	1.462	2,193	98515	24515
19	262800	17082	6000	0	11082	5,560	0	1.462	1,993	100508	26508
20	262800	17082	6000	0	11082	6,116	0	1.462	1,812	102320	28320
21	262800	17082	6000	0	11082	6,727	0	1.462	1,647	103968	29968
22	262800	17082	6000	0	11082	7,400	0	1.462	1,498	105465	31465
23	262800	17082	6000	0	11082	8,140	0	1.462	1,361	106827	32827
24	262800	17082	6000	0	11082	8,954	0	1.462	1,238	108064	34064
25	262800	17082	6000	2000	11082	9,850	0	1.462	922	108986	34986
26	262800	17082	6000	0	11082	10,835	203	1.665	1,023	110009	36009
27	262800	17082	6000	0	9082	11,918	0	1.665	930	110939	36939

28	262800	17082	6000	0	110 82	13,110	0	1.665	845	111784	37784
29	262800	17082	6000	0	110 82	14,421	0	1.665	768	112553	38553
30	262800	17082	6000	0	908 2	15,863	0	1.665	699	113251	39251

Retorno Descontado sobre la inversión (DROI) = $39,252/74,000 = 53.0\%$

Esenario Conservador : 30MW y Resultados Economicos (Lovekin, 1998) Tabla 2

Year	Electricity Sales	Revenue 000	Annual Cost 000	Make-up Well Cost 000	Net Cash Flow 000	Discount Factor	Discounted Make-up Well Cost 000	Cumulative Discounted Make-up Well Cost 000	Discounted Net Cash Flow 000	Cumulative Discounted Net Cash Flow 000	Cumulative Discounted Net Cash Flow Minus Initial Investment 000
1	788 400	51 246	16200	8 000	27 046	1.000	8 000	8 000	27 046	27 046	-176 954
2	788 400	51 46	16200	6 000	29 046	1.100	5 455	13 455	26 405	53 451	-150 549
3	788 400	51 246	16200	6 000	29 046	1.210	4 959	18 413	24 005	77 456	-126 544
4	788 400	51 46	16200	4 000	31 046	1.331	3 005	21 418	23 325	100 782	-103 218
5	788 400	51 46	16200	6 000	29 046	1.464	4 098	25 517	19 839	120 621	-83 379
6	788 400	51 46	16200	4000	31 046	1.611	2 484	28 000	19 277	139 898	-64 102
7	788 400	51 246	16200	4 000	31 046	1.772	2 258	30 258	17 525	157 422	-46 578
8	788 400	51 46	16200	2 000	33 046		1 026	31 284	16 958	174 380	-29 620
9	788 400	51 246	16200	4 000	31 046	2.144	1 866	33 150	14 483	188 863	-15 137
10	788 400	51 46	16200	4 000	31 046	2.358	1 696	34 847	13 167	202 030	-1 970
	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	2.594	771	35 618	12 741	214 771	10 771
12	788 400	51 246	16200	4 000	31 046	2.853	1 402	37 020	10881	225 652	21 652
13	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	3.138	637	37 657	10 529	236 181	32 181
14	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	3.452	579	38 237	9 572	245 754	41 754
15	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	3.797	527	38 763	8 702	254 456	50 456
16	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	4.177	479	39 242	7911	262 367	58 367
17	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	4.595	435	39 677	7 192	269 558	65 558
18	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	5.054	396	40 073	6 538	276 096	72 096
19	788 400	51 246	16200	2 000	33 046	5.560	360	40 433	5 944	282 040	78 040
20	788 082	51 225	16200	o	35 025	6.116	0	40 433	5 727	287 767	83 767
21	755 888	49 133	16200	o	32 933	6.727	0	40 433	4 895	292 662	88 662
22	726 222	47 204	16200	o	31 004	7.400	0	40 433	4 190	296 852	92 852
23	698 797	45 422	16200	o	29 222	8.140	0	433	3 590	300 442	96 442
24	673 369	43 769	16200	o	27 569	8.954	o	40 433	3 079	303 520	99 520
25	649 28	42 232	16200		26 32	.850	0	40 433	2 643	306 163	102 163
26	627 690	40 800	16200	o	24 600	10.835	0	40 433	2 270	308 434	104 434
27	607 099	39 461	16200	o	23 261	11.918	0	40 433	1 952	310 386	106 386
28	587 816	38 08	16200	o	22 008	13.110	0	40 433	1 679	312 064	108 064
29	569 721	37 032	16200	o	20 832	14.421	0	40 433	1 445	313 509	109 509
30	552 060	35 926	16200	o	9 726	1 *863	o	40 433		314 752	110 752

Discounted Return on	Investment	DROI	110,752/204,000	=	54.3%
----------------------	------------	------	-----------------	---	--------------

Referencias

Acta ENRE 1448/2016. Ente Nacional Regulador de la Electricidad, (Argentina). (28 de octubre de 2016). Resolución ENRE 0553/2016. Boletín Oficial no 33.492

Recuperado de:

<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/5D4DE5955C4446E00325694A00638422/2D9F4944B018F736032580590065A245?Open>

ADI-NQN (Agencias de Inversiones del Neuquén), 2010-2015.

Recuperado de:

<http://www.adinqn.gov.ar>

Aringoli, F. (2011) Recuperado de:

<https://www.rionegro.com.ar/en-neuquen-se-abona-la-tarifa-de-electricidad-mas-cara-del-pais-FY2230564>

Berk, J., DeMarzo, P., Hardford, J., 2010. Fundamentos de Finanzas Corporativas; Pearson Educación S. A.

Brown, L. R., 2001. Washington DC, Building an Economy for the Earth Eco-Economy. Editorial: Earth Policy Institute

Chatenay, C., & Johannesson, T., (2014). How Do Financial Aspects of Geothermal Compare with Other Energy Sources? United Nations University, Geothermal Training Programme, p. 1-6

Common, M. & Stagle, S., 2009. Ecological Economics, An Introduction. Cambridge University Press. p.1-3.

Cooley, D., 1999. Making the Operation of a Geothermal Power Plant Cost Competitive, Geothermal Resources Council Transactions, vol. 21.

Dorp, J. R. V., and Sener, A. C., 2005. Evaluation of technical and economic decision making in geothermal energy projects. GRG transaction 29: 475-481.

Di Pippo, R., 1999. Small geothermal power plants: design, performance and economical. GHC Bulletin 20 (1): 1-8.

Geothermal Energy Association, 2005.

Huenges, E., (edited), 2014. Geothermal Energy Systems, Exploration, Development, and Utilization. Libro. Publication por WILEY-VCH.

Hance, C. N., 2005. Factors affecting costs of geothermal power development. A Publication by the Geothermal Energy Association for the U. S. Department of Energy.

IFC, 2016.

Fernandez, N. H., 2005. Funciones Financieras de EXCEL, Alcances y limitaciones de su uso, 2a Edición, ampliada y actualizada, ERREPAR.

Japanese International Cooperation Agency, 1991 (JICA). Resolucion ENRE 0553/2016; 2016. Acta Numero 1448.

Lovekin, J., 2000. The Economics of Sustainable Geothermal Development; Proceedings World Geothermal Congress, 2000, Kyushu, Tohoku, Japan.

Lund, J. W., 2008. Geothermal Energy Use Compared to Other Renewables, GHC Bulletin. p. 10-12

Michelez, J., Rossi, N., Blazquez, R., Martin, J. M., Christensen, D., Paineke, C., Graf, K., Lyon, D., Stevens, G., 2010-2011. Risk Quantification and Risk Management in Renewable Energy Projects, Altran-Arthur D. Little.

Smaga, P., The Concept of Systemic Risk, 2014. SAC Special Paper.

Midgley, D., 1990. A review of ph measurements of at high temperatures. Talanta, 37, 767-781.

Nielsen, P. B., Hermann, M., Nymann, Rud., Lange, Frederick, M., 2016. Guide Report 3: Economic and Financial Analysis.

OECD, Green Growth Studies: 2016. Energy OECD.

Pereiro, L. E., Galli, M., s. f., La Determinacion del Costo de Capital en la Valuacion de Empresas de capital Cerrado: una Guía Práctica, Universidad Torcuato Di Tella, IAEF.

Phillip, M. W., 1998. The Sustainability of Energy and Geosciences Institute, University of Utah-USA.

Resolución ENRE 0553/2016; 2016. Boletín Oficial Numero 33.942.

Rotaecche, L. M., 2016. Energías Renovables en Argentina. Una Propuesta para su desarrollo, 3ª Edición. Editorial Dunken.

Perciu, P. L., 2005. Renewable Risk Management.

Salas, R. A. M., 2014. Inversión en Plantas de Generación de Energía Electrica en Base a Grupos Electrógenos Diesel, Parte 2-Analisis Organizativo y Financiero; Universidad de Chile. Magister en Administracion.

Sanyal, S. K., 2005. Cost of Geothermal Power and factors that Affect It; GeothermEx, Proceedings World Geothermal Congress 2005. Antalya, Turkey, 24-29 April, 2005.

Smaga, P., 2014.The Concept of Systemic Risk, SRC Special Paper No 5.

Stefanson, V., 2001. Investment Cost for Geothermal Power Plants, Proceedings of the 5th INAGA Annual Scientific Conference and Exhibitions.

Shuttleworth, M. (2008). Validez y Fiabilidad. 2017. Recuperado de: <https://explorable.com/es/validez-y-fiabilidad>

GLOSARIO

Gradiente Geotérmico: se denomina gradiente geotérmico a la variación de temperatura, que aumenta con la profundidad en la corteza terrestre. El valor promedio de este gradiente es de 25 a 30 °C por cada kilómetro de profundidad, considerando que se avanza desde la superficie hacia el centro de la esfera terrestre.

DROI: Discounted Return on Investment (Retorno sobre la Inversión Descontado)

JICA: Japanese International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional Japonesa).

Tasa Interna de Retorno: La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

Valor Actual Neto: El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como Valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN).

Megavatio (MW): El megavatio es una unidad de potencia en el Sistema Internacional equivalente a un millón de vatios, léase $1 \text{ MW} = 1\,000\,000 \text{ W}$

Se emplea para medir potencias grandes, donde las cifras del orden de los cientos de miles no resultan significativas. Como es múltiplo del vatio adquiere en forma lineal sus equivalencias.

Tera joule (TJ): el joule es la unidad de medida de energía. $1 \text{ joule} = 1.0\text{E-}12 \text{ TJ}$

WACC: El WACC, de las siglas en inglés Weighted Average Cost of Capital, también denominado coste promedio ponderado del capital (CPPC), es la tasa de descuento que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión.

CAPM: El Capital Asset Pricing Model, o CAPM (trad. lit. Modelo de Fijación de precios de activos de capital) es un modelo frecuentemente utilizado en la economía financiera. El modelo es utilizado para determinar la tasa de rentabilidad teóricamente requerida para un cierto activo, si éste es agregado a un portafolio adecuadamente diversificado y a través de estos datos obtener la rentabilidad y el riesgo de la cartera total.

Make-up well: con el tiempo, en sus 30 años de vida útil de una central geotérmica, la fuente de calor va perdiendo productividad de vapor, entonces se recurre a los "make-up

wells” para reestablecer la producción a canones más normales acorde a lo establecido previamente.

Kilovatio-hora: un vatio-hora es la energía necesaria para mantener una potencia constante de un vatio (1 W) durante una hora, y equivale a 3600 julios. Más frecuentemente usados son sus múltiplos kilovatio-hora y megavatio-hora, de símbolos kWh y MWh respectivamente.

Emplazamiento magmático: Dependen de la naturaleza del magma, menos denso y a mayor temperatura que tiende a seguir un camino ascendente

y situarse en niveles superiores compatibles con su valor de densidad.

Centrales de Vapor Seco: (Copahue-Caviahue, Neuquén, Argentina), Las centrales de vapor seco (en inglés, Dry steam power stations) son las de diseño más simple y antiguo. Utilizan directamente el vapor geotérmico a 150 °C o más para mover las turbinas.

Levelized Costo of Energy (LCOE): (Costos Nivelados de Energía), mide los costos de la vida útil dividido por la producción de la energía. Calcula el valor presente del costo total de construir y operar una planta de potencia sobre una asumida vida de tiempo. Permite la comparación de diferentes tecnologías (eólica, solar, gas natural) de vidas útiles desiguales, tamaño del proyecto, diferente costo de capital, riesgo, retorno, y capacidades.

Ecología Económica: La economía ecológica (en adelante EE) es la ciencia de la gestión sostenible o el estudio y valoración de la (in)sostenibilidad. Es un conjunto de modelos de producción integral e incluyente que toma en consideración variables ambientales y sociales. A diferencia de la economía marrón que es la administración eficaz y razonable de los bienes que se basa en la persecución del crecimiento económico a través del uso óptimo de insumos y factores de producción. La EE no es una rama de la teoría económica, sino un campo de estudio transdisciplinar, lo que quiere decir que cada experto en una ciencia conoce un poco de otras disciplinas, con la finalidad de fusionar conocimientos que permitan afrontar mejor los problemas, ya que el enfoque económico convencional no se considera adecuado. Sin embargo, está abierta también a no científicos.

Ácido Sulhídrico: (H₂S), El sulfuro de hidrógeno, denominado ácido sulhídrico en disolución acuosa (H₂Saq), es un hidrácido de fórmula H₂S. Este gas, más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero: su olor es el de materia orgánica en descomposición, como de huevos podridos. A pesar de ello, en el organismo humano desempeña funciones esenciales.

La toxicidad del ácido sulhídrico es elevada y su contacto con este a menudo resulta en casos fatales. Basta con 2 ppm en el aire para percibirlo olfatoriamente, a 25 ppm (aire) es considerado una mezcla mortal para los seres vivos. Si bien es cierto que es menor que la del ácido cianhídrico, razón por la cual, a pesar de existencia más masificada de aquel compuesto, causa relativamente pocos fallecimientos. Sin embargo, a partir de 5 ppm, en las células receptoras del olfato provoca un efecto narcotizante, y las personas afectadas ya no perciben el hedor.

Después de 20 ppm puede ocurrir la muerte. Como la densidad del sulfhídrico es mayor que la del aire, suele acumularse en lugares bajos: pozos, etcétera, donde puede causar víctimas. A menudo suceden varios siniestros consecutivos: una primera persona cae inconsciente (luego víctima), después resultan afectados también todos los demás que, sin el equipo de protección necesario, acuden a su rescate.

Costo del Capital: El costo del capital es el rendimiento mínimo que debe ofrecer una inversión para que merezca la pena realizarla desde el punto de vista de los actuales poseedores de una empresa.