

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO
DIPLOMADO EN GEOTERMIA PARA AMERICA LATINA
EDICION 2017



TEMA:

Evaluación De Factibilidad Técnico-Financiera del Desarrollo
Inicial de un Campo Geotérmico con Planta a Bocapozo

PRESENTAN:

Aguilera Bustos Joaquín Pablo

Herrera Román Cristian Paul

ASESOR: Ing. Sebastián Villalta.

CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2017

Contenido

Resumen	1
Introducción	2
1. Planteamiento del Problema.....	5
2. Justificación del Estudio.....	6
3. Objetivos.....	7
3.1. Objetivo General.....	7
3.2. Objetivos Específicos	7
4. Marco Teórico.....	8
4.1. Ubicación del Proyecto	8
4.1.1. Colombia – Proyecto Nevado del Ruiz (NVR).....	8
4.1.2. Ecuador – Proyecto Chachimbiro.	8
4.2. Sistema Geotérmico	8
4.2.1. Proyecto Nevado del Ruiz.....	8
4.2.2. Proyecto Chachimbiro.....	9
4.3. Desarrollo Convencional vs Planta Bocapozo.....	11
4.4. Tecnologías de Plantas Bocapozo.....	12
4.4.1. Planta a Contrapresión (Back Pressure).....	12
4.4.2. Planta Simple Flasheo a Condensación.	12
4.4.3. Planta binaria.....	13
4.5. Conceptos Financieros	13
4.5.1. Financiamiento	13
4.5.2. Flujo de Caja	13
4.5.3. Rentabilidad	14
5. Metodología.....	15
5.1. Supuestos Técnicos de Planta Bocapozo.....	15
5.2. Reinyección.....	15
5.3. Línea de Transmisión	17
5.4. Condiciones del Mercado Energético Local	19
5.4.1. Colombia	19
5.4.2. Ecuador.....	20
6. Análisis de Datos y Resultados.....	22
6.1. Análisis de Tecnologías de Plantas Bocapozo.....	22

6.1.1.	Planta a Contrapresión (Back Pressure).....	22
6.1.2.	Planta Simple Flasheo a Condensación.	22
6.1.3.	Selección de Tecnología de Planta Bocapozo.	23
6.1.4.	Diagrama de Planta.....	24
6.2.	Análisis Financiero.....	25
6.2.1.	Costos del Proyecto.....	26
6.2.2.	Financiamiento	27
6.2.3.	Operación.....	29
6.2.4.	Flujo de Caja	31
6.2.5.	Rentabilidad	32
6.2.6.	Análisis de Sensibilidad	34
	Conclusiones y Recomendaciones	39
	Agradecimientos	41
	Referencias Bibliográficas	42

Índice de Figuras

Figura 1 Ubicación del Proyecto NVR.....	8
Figura 2 Ubicación del Proyecto Chachimbiro.....	9
Figura 3. Modelo 3D del sistema geotérmico del Nevado del Ruiz. Flechas punteadas color marrón indican el ascenso de flujo de magma por el sistema de tres cámaras magmáticas. El área de interés del proyecto NVR está controlado principalmente por la falla Nereidas. Modificado de (González-García, 2015).....	10
Figura 4 Modelo 3D del sistema geotérmico de Chachimbiro (Pilicita, 2016).	10
Figura 5 Ubicación de los objetivos de perforación del proyecto geotérmico de Chachimbiro, Ecuador. Trazado de posible tramo para el sistema de reinyección entre los Pozos 1 y 3 (en azul). Modificado de Pilicita, 2016.	16
Figura 6 Sistema de fallas del sistema geotérmico del Nevado del Ruiz que favorece la permeabilidad (Mejía et al, 2012).	17
Figura 7 Tramo aproximado para la línea de transmisión desde el área del proyecto (Punto: Proyecto NVR) a la subestación eléctrica La Enea, en el municipio de Villamaría, Caldas, Colombia.	18
Figura 8 Tramo aproximado para la línea de transmisión desde el área del proyecto (Plataforma - Chachimbiro) a la subestación eléctrica de CELEC EP Transelectric.....	19
Figura 9 Precio de generación de energía en Colombia entre 2015 a 2028. Tomado de UPME, 2015.	20
Figura 10 Esquema de planta contrapresión	22
Figura 11 Esquema de Planta a Condensación	23
Figura 12 Diagrama de Planta.....	25
Figura 13 Desglose del costo total de una planta bocapozo a condensación en función de las principales partidas del presupuesto.....	26
Figura 14 Flujo de Efectivo libre y flujo de efectivo de patrimonio para los dos escenarios de Colombia y Ecuador.	32
Figura 15 VAN del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador	33
Figura 16 TIR del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador.	33
Figura 17 VAN del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador para una planta bocapozo a contrapresión.....	34
Figura 18 Van del inversionista versus el tiempo del proyecto. Arriba: Caso Colombia. Abajo: Caso Ecuador donde se incluye el VAN del proyecto para la producción mínima de 1 MW.	35
Figura 19 VAN del inversionista vs Ke para escenarios de Tc desde 30% a 0% para el proyecto de Colombia.....	36
Figura 20 VAN del inversionista vs MW instalados para escenarios de Ke desde 10% a 0% para el proyecto de Colombia.....	36

Figura 21 VAN del inversionista vs años del proyecto para escenarios de factor de planta desde 68% a 98% para el proyecto de Ecuador. Se incluye el VAN del proyecto para un factor de planta de 68%. 37

Figura 22 VAN del inversionista vs años del proyecto para escenarios de porcentaje de deuda Wd desde 68% a 98% para el proyecto de Ecuador. Se incluye el VAN del proyecto para un Wd de 20%. 38

Índice de Tablas

Tabla 1 . Etapas del desarrollo geotérmico convencional.	11
Tabla 2 Desarrollo de un campo geotérmico por etapas (Plantas Bocapozo)	11
Tabla 3 Proveedores de Turbinas menores a 5MW	24
Tabla 4 Parámetros de financiamiento asumidos para el caso Colombia.	28
Tabla 5 Parámetros de financiamiento asumidos para el caso Ecuador.	29
Tabla 6 Parámetros de resultados financieros del primer año de generación de la planta bocapozo para el caso Colombia.....	30
Tabla 7 Parámetros de resultados financieros del primer año de generación de la planta bocapozo para el caso Ecuador.....	31

Resumen

El desarrollo de la planta de energía geotérmica toma mucho tiempo desde la etapa de exploración hasta entrar en funcionamiento. El objetivo de este trabajo es determinar la viabilidad técnica y financiera de una planta instalada a boca pozo a condensación en una plataforma de perforación, que permita una generación eléctrica a corto plazo.

Colombia y Ecuador están cerca del desarrollo inicial de sus proyectos geotérmicos del Nevado del Ruiz y Chachimbiro. Por lo tanto, se hace necesario la evaluación de tecnología de planta de generación eléctrica que pueda ser instalada en estos campos con el fin de aprovechar el recurso a ser extraído. Tradicionalmente en proyectos geotérmicos, la tecnología de plantas bocapozo a contrapresión son las más utilizadas en esta etapa de explotación inicial y monitoreo de la evolución inicial del campo geotérmico. Sin embargo, actualmente también se cuenta con plantas bocapozo a condensación menores a 10 MW, que pueden ser más eficientes técnicamente y con mejores retornos de los costos de inversión. La selección de esta tecnología dependerá principalmente del volumen y las propiedades fisicoquímicas del fluido geotérmico extraído, la temperatura y la presión que se obtenga de los pozos de producción. De igual manera, es necesario evaluar la rentabilidad de la puesta en marcha de una planta geotérmica a través del cálculo de parámetros financieros como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR), teniendo en cuenta el contexto del mercado energético donde se instalará la planta, su influencia en los costos de inversión y operación, y su producción de potencia neta. Además debe ser complementado la realización de un análisis de sensibilidad de dichos parámetros financieros ante diferentes escenarios que impliquen algún riesgo en la viabilidad del proyecto. Para este proyecto específico se realiza la evaluación de factibilidad técnico-financiera de una planta bocapozo a condensación para los proyectos del Nevado del Ruiz en Colombia y Chachimbiro en Ecuador, teniendo en cuenta sus similitudes y particularidades. Por las condiciones de los mercados locales, se analiza una planta bocapozo a condensación con una potencia neta de 5MW.

Introducción

Colombia y Ecuador han tenido una trayectoria similar en la realización de actividades concernientes al desarrollo de proyectos geotérmicos. Las primeras investigaciones se iniciaron en el sector occidental del volcán Nevado del Ruiz en el año de 1968 realizadas por las compañías CHEC y ENEL, que incluyó además otros centros volcánicos aledaños. Luego, entre 1979 y 1982, OLADE realiza estudios de reconocimiento geotérmico en la cordillera de Los Andes colombianos y ecuatorianos que excluían la zona del Nevado del Ruiz y concluyeron con la recomendación de profundizar en las áreas geotérmicas más prometedoras de Chiles - Cerro Negro y Azufral en Colombia y Tufiño, Chachimbiro y Chalupas en Ecuador. Después de este estudio, OLADE, entre 1982 y 1987, en colaboración con las instituciones nacionales ICEL de Colombia e INECEL de Ecuador y canalizando ayuda financiera del Gobierno de Italia, realiza un estudio de pre-factibilidad el área geotérmica de Tufiño - Chiles - Cerro Negro, ubicada en la frontera entre ambos países. Paralelamente, la compañía CHEC, en 1983 completa un estudio de pre-factibilidad y selecciona tres zonas prioritarias para la perforación exploratoria: Nereidas, Laguna de Otún y Volcán Machín. Algunos estudios son realizados también a raíz de la erupción del Nevado del Ruiz en 1985, que interpretaron el modelo del sistema magmático e hidrotermal asociado con el complejo volcánico activo (Alfaro et al., 2002). De igual manera en Ecuador, entre 1986 y 1990, INECEL con el apoyo de la OIEA lleva a cabo un programa de investigaciones con técnicas geoquímicas e isotópicas en las áreas termales Tufiño, Chachimbiro, Cuicocho, Papallacta, Chalupas, Tungurahua, Chimborazo y Cuenca.

A principios de los años 90, en Ecuador, el INECEL evaluó el estado del conocimiento geotérmico en el país y sintetizó toda la información disponible en documentos internos que incluyeron también una estimación preliminar del recurso basada en los datos de superficie disponibles y aplicando el método volumétrico de calor almacenado. Con respecto a Colombia, nuevamente en 1992 la compañía CHEC realiza similarmente una revisión de la información compilada en el estudio de pre-factibilidad, y efectuó estudios geológicos y muestreos geoquímicos adicionales con el fin de programar una perforación exploratoria dando como resultado en 1997, la perforación del pozo Nereidas-1 en proximidad de la zona termal de Las Nereidas, el cual alcanzó los 1.466 m de profundidad y encontró aproximadamente 200 °C. Por otro lado, en Ecuador solo se reporta un estudio geofísico de magnetotelúrica financiado por entidades privadas en la zona de Tufiño (Beate B. S. R., 2005) además de actividades de promoción, recopilación y evaluación de datos previos y algunas investigaciones científicas. A finales de los años 90, el gobierno Colombiano a través de INGEOMINAS (actual Servicio Geológico Colombiano) inicia la realización de investigaciones geotérmicas en el país, estudiando la geología y alteración hidrotermal del pozo Nereidas-1 (Monsalve, 1998) e implementando un programa de documentación, muestreo e interpretación geoquímica de manifestaciones termales, enfocado en investigación geotérmica y vigilancia de la actividad volcánica (Alfaro C., 2002). Similarmente, el Gobierno de Ecuador recibió asistencia técnica de la CEPAL para definir una estrategia para la explotación de recursos geotérmicos mediante la constitución de un “Grupo Nacional de Trabajo en Geotermia del Ecuador” creado por el Ministerio de Energía y Minas con el patrocinio de OLADE, y se concretó con la realización de un “Estudio

Estratégico para el Desarrollo de la Geotermia en el Ecuador", el cual incluyó un análisis detallado del entorno socioeconómico y ambiental, situación y perspectivas del proyecto binacional Tufiño - Chiles - Cerro Negro (CEPAL, 2000). Entre 1999 y 2001 se realiza un nuevo programa de investigación de la OIEA en Ecuador, el cual contribuyó con estudios geoquímicos adicionales en diferentes áreas geotérmicas, particularmente en Chachimbiro; mientras que en 2001 el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) efectuó evaluaciones y actualización de datos sobre áreas de interés geotérmico del Ecuador (Bona P. M., 2016).

Nuevamente, entre 2008-2010 las empresas eléctricas colombianas EPM e ISAGEN se interesan en el desarrollo comercial de los recursos geotérmicos en la zona del Nevado de Ruiz. La empresa EPM, mediante su subsidiaria CHEC, ha realizado desde ese entonces actividades de exploración en el sector de Las Nereidas e investigaciones socio-ambientales y nuevos estudios geológicos y geofísicos, incluyendo a un levantamiento magnetotélúrico. Esta empresa está actualmente enfocada en un sector de 60 km² en la ladera occidental del Nevado del Ruiz, donde ha estimado en forma preliminar y conservativa un potencial desarrollo de 50 MWe y esta próxima a perforar pozos exploratorios profundos para confirmar el recurso (Alfaro, 2015). ISAGEN por su parte, entre 2010 y 2013 llevó a cabo diferentes proyectos de investigación en dos áreas con una extensión total de 350 km² en el flanco septentrional y occidental del Nevado del Ruiz, que abarca también al sector de Las Nereidas comprendieron investigaciones geológicas, geoquímicas y geofísicas (gravimetría, magnetometría, MT), la perforación de tres pozos de gradiente a 300 m de profundidad y la elaboración de un estudio de pre-factibilidad del campo geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz. Actualmente el proyecto de ISAGEN se encuentra en fase de evaluación ambiental y preparación para la perforación de cinco pozos exploratorios en el área denominada Villamaría, en el flanco occidental del Nevado del Ruiz. Dichos pozos están planificados para alcanzar profundidades entre 1.700 y 2.700 m para encontrar un reservorio con temperatura de aproximadamente 200°C (Alfaro, 2015). En febrero del 2015 ISAGEN firmó un memorando de entendimiento con la empresa japonesa Toshiba para desarrollar el proyecto e instalar una planta geotermo-eléctrica de 50 MWe, la cual entraría en operación comercial en el 2020. De esta manera, la información disponible de todos los estudios realizados durante más de 40 años en la zona del Nevado del Ruiz, y particularmente en su ladera occidental, define un marco favorable para la existencia de un importante sistema geotérmico de alta temperatura. La presencia de aproximadamente 200°C a menos de 1.500 m de profundidad ya ha sido demostrada por el pozo Nereidas-1, mientras que los geotermómetros geoquímicos indican temperaturas de reservorio que pueden alcanzar los 250-260°C (Alfaro C., 2002)

En cuanto a Ecuador, en 2008 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) reactiva las actividades de exploración geotérmica con una evaluación del área de Chalupas y un resumen de la situación y perspectivas de 22 prospectos previamente identificados en el país. En 2009 las actividades siguieron con la realización de estudios de reconocimiento en la zona de Chacana y con un programa para perforar cuatro pozos someros de diámetro reducido en Tufiño - Chiles - Cerro Negro, el cual fue sin embargo suspendido después de la perforación del primer pozo (Beate B. U. M., 2015). En 2010 el

MEER, preparó un “Plan para el Desarrollo de Recursos Geotérmicos” con énfasis en generación de electricidad, en el cual selecciona de mayor interés los proyectos de Chachimbiro, Chalpatán, Chacana-Jamanco, Chalupas, Guapán, Chacana-Cachiyacu, Tufiño, Chimborazo, Chacana-Oyacachi, Baños de Cuenca y Alcedo. En 2010, el Gobierno de Ecuador firmó un nuevo convenio con el Gobierno de Colombia para el desarrollo conjunto del proyecto binacional Tufiño - Chiles - Cerro Negro (Beate B. U. M., 2015). A su vez, el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) de Ecuador elabora un “Plan de Líneas de Investigación para el Desarrollo de la Geotermia” (INER, 2015) y realiza estudios en los prospectos de Chalpatán y Baños de Cuenca. Los resultados más relevantes incluyen a los estudios de pre-factibilidad en las áreas de Chachimbiro, Chacana-Jamanco y Chacana-Cachiyacu, realizados entre 2011 y 2012; la evaluación del área de Chalpatán, efectuada en 2013, y la contratación de estudios complementarios y perforaciones en Tufiño - Chiles - Cerro Negro, actualmente en fase de ejecución, en el marco de un acuerdo firmado en 2012 con la contraparte colombiana ISAGEN para completar la pre-factibilidad del proyecto (Alfaro, 2015). Actualmente, el campo Geotérmico de Chachimbiro en Ecuador, ha iniciado la perforación de un pozo exploratorio y se tiene planificado la perforación de 14 pozos comerciales en una segunda etapa y se estima tendrá una potencia de generación eléctrica de 50 MW (Termopichincha, 2015).

Para el caso del proyecto del Nevado del Ruiz, próximamente se realizará la perforación profunda de tres pozos, los cuales serán financiados a través de una subvención de la que se deberá devolver parte de esta. Por su parte, el proyecto de Chachimbiro, se encuentra en etapa de perforación profunda de un pozo financiado por medio de una cooperación no reembolsable. Para ambos casos es necesario evaluar la tecnología que se podría implementar para el monitoreo inicial de la evolución del campo y la generación temprana de electricidad mientras se adquiere el conocimiento del campo para la explotación luego a gran escala. Para esto, es típico en el mundo el uso de plantas a bocapozo. Tradicionalmente se utilizan plantas a contrapresión. Sin embargo, ya existen plantas bocapozo a condensación con mayor eficiencia exergética y que pese a tener mayor costo de inversión, pueden ser financieramente rentables. Aún este tipo de plantas se ha utilizado para a gran escala de un campo geotérmico. Tal es el caso del campo del campo Olkaria-Kenya, donde 11 plantas bocapozo a condensación tienen en conjunto una producción neta de aproximadamente 56 MW (Bardarson, 2016)

1. Planteamiento del Problema

¿Es viable técnica y financieramente el uso de una planta boca pozo a condensación para probar y aprovechar el recurso obtenido en el desarrollo inicial de los campos geotérmicos del Nevado del Ruiz en Colombia y Chachimbiro en Ecuador?

2. Justificación del Estudio

En Colombia y Ecuador se tiene identificado los campos geotérmicos de Nevado del Ruiz y Chachimbiro, respectivamente. Estos se encuentran en etapa de exploración profunda y se tiene mucha expectativa de su desarrollo por ser los proyectos geotérmicos más avanzados de ambos países.

Una vez que se tenga pozos productores, estos campos requerirán probar las características de su recurso geotérmico. Por lo tanto, contar con una planta a boca de pozo para este fin será de mucha ayuda en el desarrollo posterior de todo el campo. El presente trabajo busca saber si bajo ciertas características propias de cada país, es viable técnica y financieramente la instalación de una planta boca pozo a condensación, que permita cumplir con el objetivo mencionado.

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y financiera de la instalación de una planta boca pozo a condensación en campos geotérmicos de Nevado del Ruiz en Colombia y Chachimbiro Ecuador para su etapa inicial de desarrollo.

3.2. Objetivos Específicos

- Comparar la tecnología del sistema boca pozo a condensación con las demás existentes.
- Estimar los costos para la instalación de la planta geotérmica.
- Evaluar la factibilidad financiera del proyecto.
- Realizar análisis de sensibilidad de diferentes escenarios que puedan poner en riesgo la viabilidad del proyecto.

4. Marco Teórico

4.1. Ubicación del Proyecto

4.1.1. Colombia – Proyecto Nevado del Ruiz (NVR).

En Colombia actualmente la compañía CHEC-EPM cuenta con el proyecto geotérmico Valle de Nereidas asociado al sistema geotérmico del volcán Nevado del Ruiz, que considera la instalación de una planta geotérmica de 50 MWe en el sector conocido como Valle de Nereidas, del municipio de Villamaria – Caldas, cercano a la ciudad de Manizales, aproximadamente a 150 km al oeste de Bogotá y con una elevación entre 3200 a 4000 m.s.n.m (ver Figura 1).

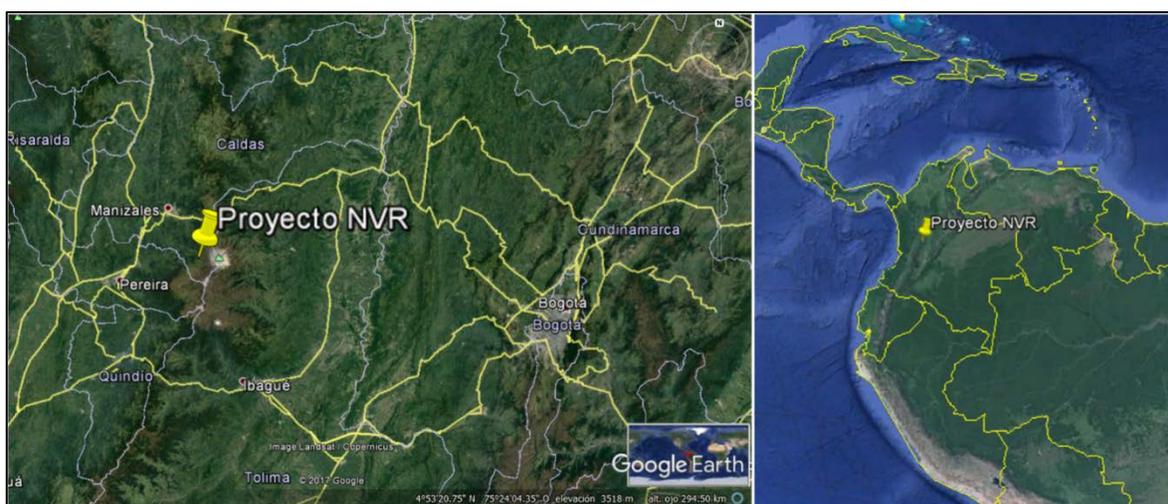


Figura 1 Ubicación del Proyecto NVR.

4.1.2. Ecuador – Proyecto Chachimbiro.

En Ecuador actualmente la empresa pública CELEC EP cuenta con el proyecto geotérmico Chachimbiro ubicado en la Cordillera Occidental de los Andes ecuatorianos, aproximadamente 74 km norte de la ciudad de Quito y 18 km noroeste de la ciudad de Ibarra, a una elevación entre 3.400-3.800 m s.n.m, y se estima que se tiene un potencial probable de 50 MW (ver Figura 2) (Termopichincha, 2015).

4.2. Sistema Geotérmico

4.2.1. Proyecto Nevado del Ruiz

En la Figura 3 se muestra el modelo conceptual 3D del sistema geotérmico del Nevado del Ruiz publicado por González et al., 2015. Consiste en un sistema hidrotermal convectivo que interactúa con el flujo magmático que asciende por un sistema tripartito de cámaras magmáticas. El patrón de flujo del fluido geotérmico está estructuralmente controlado por las fallas de Nereidas, Rio Molinos, Santa Rosa, Termales Villamaria y la discontinuidad del

basamento prevolcánico con manifestaciones superficiales de aguas sulfatadas, cloruradas y bicarbonatadas donde los estudios de geotermómetros geoquímicos indican temperaturas de reservorio que pueden alcanzar los 250-260 °C (Alfaro et al, 2002; Alfaro et al, 2005). El sector del Proyecto NVR se encuentra en el sector controlado por la falla de Nereidas, que comprende principalmente las zonas termales de Las Nereidas de aguas bicarbonatadas de temperaturas hasta de 46 °C y Botero-Londoño de aguas cloruradas de temperaturas hasta de 93 °C (Alfaro et al., 2002) (ver Figura 3). Este proyecto tiene como antecedente la perforación en 1997 del pozo Nereidas-1 cercano la zona termal de Las Nereidas, el cual alcanzó una profundidad 1.466 m y una temperatura aproximada de 200 °C, pero sin permeabilidad (Monsalve et al, 1998).



Figura 2 Ubicación del Proyecto Chachimbiro.

4.2.2. Proyecto Chachimbiro

El área de estudio de mayor interés para un posible desarrollo geotérmico de alta entalpia se localiza en un sector morfológicamente más favorable y fuera del borde de la Reserva Ecológica Cotacachi-Cayapas (Bona & Coviello, 2016). De acuerdo al modelo conceptual del Campo, el cual se cita, la fuente de calor está relacionada con las cámaras de magma que alimentan el respiradero volcánico principal, pero también está controlada por fallas que influyen en el posible flujo ascendente (ver Figura 4). Este flujo ascendente se encuentra debajo de una roca de tapa (0-10 Ω m) y está relacionado con un núcleo de alta resistividad, que muestra una forma cóncava (30-70 Ω m). Los geotermómetros Na/K muestran temperaturas de alrededor de 240 °C. Sin embargo, el agua en Chachimbiro tiene un equilibrio pobre con la roca. El análisis de resistividad muestra temperaturas posibles de 200 a 250 °C, pero este rango de temperatura no representa la temperatura actual del sistema. Actualmente, la extensión del sistema se cree que es de 11.06 km² basada en la anomalía de baja resistividad (entre 0-10 Ω m) y el espesor es de aproximadamente 3400 m desde la superficie hasta donde está ubicado el posible flujo ascendente (anomalía de resistividad 90 Ω m) (Pilicita, 2016).

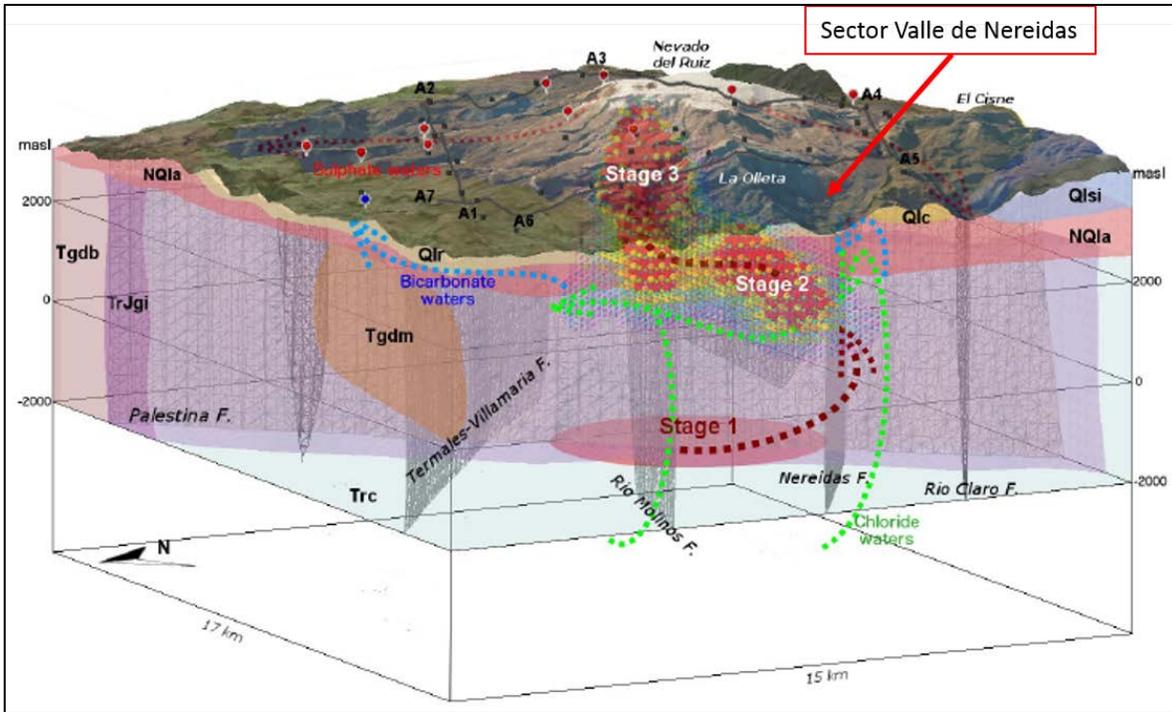


Figura 3. Modelo 3D del sistema geotérmico del Nevado del Ruiz. Flechas punteadas color marrón indican el ascenso de flujo de magma por el sistema de tres cámaras magmáticas. El área de interés del proyecto NVR está controlado principalmente por la falla Nereidas. Modificado de (González-García, 2015)

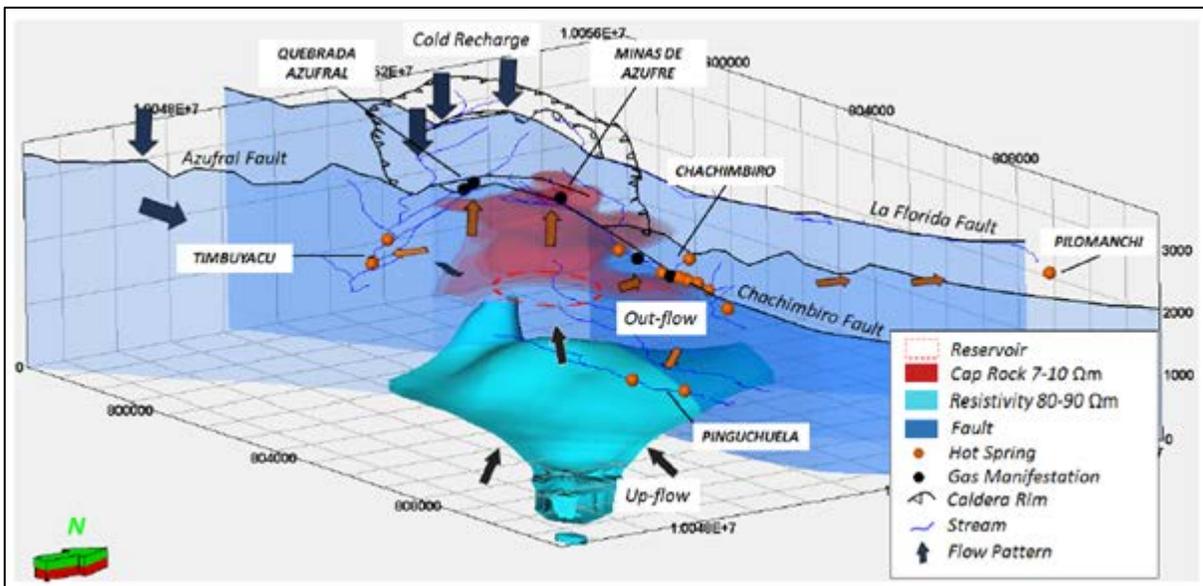


Figura 4 Modelo 3D del sistema geotérmico de Chachimbirio (Pilicita, 2016).

Para la explotación del campo geotérmico de Chachimbirio, se han identificado como los principales riesgos la temperatura y la permeabilidad, mientras que la química de los fluidos parece constituir un riesgo menor. La dificultad en la interpretación del modelo del recurso

se refleja también en la estimación de su potencial eléctrico, ya que según estudios realizados, puede variar entre 13 MW y 178 MW, con un valor promedio de 81 MWe (Bona & Coviello, 2016).

4.3. Desarrollo Convencional vs Planta Bocapozo

Los periodos de desarrollo tradicionales que se tiene en energía Geotérmica, estiman que a partir del 9no año se tendría una planta en operación, esto debido a que requiere del vapor de varios pozos productores y de una gran infraestructura, permisos ambientales a gran escala, etc. La Tabla 1 muestra los tiempos de desarrollo que tiene en promedio el contar con una planta geotérmica. (ESMAP, 2012)



Tabla 1 . Etapas del desarrollo geotérmico convencional.

Las plantas bocapozo, buscan aprovechar individualmente pozos para generar energía mediante la utilización de su vapor, el cual se estaría desperdiciado a la espera de la construcción de la planta principal. Contar con plantas bocapozo en un campo geotérmico ayuda, primero a probar las características del recurso geotérmico encontrado y segundo a incorporar energía geotérmica al sistema eléctrico en menor tiempo. La Tabla 2 muestra el desarrollo del mismo campo geotérmico de la Tabla1, pero usando plantas boca pozo. La principal diferencia de estas dos formas de explotación de un campo geotérmico, es tiempo en el que se inicia la operación comercial del recurso, independientemente de sus costos (que serán mayores) y la cantidad de energía eléctrica entregada (que será menor hasta completar el desarrollo del campo) (ESMAP, 2012).

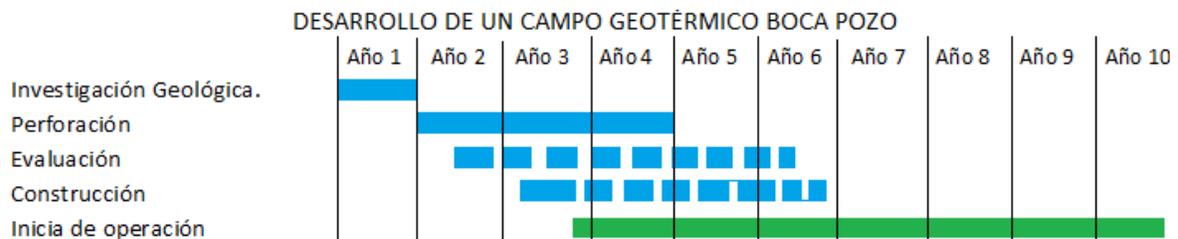


Tabla 2 Desarrollo de un campo geotérmico por etapas (Plantas Bocapozo)

De acuerdo a las tecnologías presentes en cada planta en este estudio, se analiza tres casos; planta de evaporación simple flasheo a contrapresión, planta de evaporación simple flasheo a condensación y planta binaria.

4.4. Tecnologías de Plantas Bocapozo

4.4.1. Planta a Contrapresión (Back Pressure).

Esta es una gran planta de inicio debido al bajo costo inicial y el alto potencial de construcción modular. Una planta modular es mucho más portátil, lo que permite la generación temprana de energía de la boca de pozo, mientras que el equilibrio del pozo se desarrolla para un proyecto grande. En este tipo de planta, el vapor se expande a través de la turbina y luego se libera a la atmósfera sin condensarse (GDA, 2017).

En una planta contrapresión, la descarga de vapor luego de efectuado el trabajo en la turbina, se realiza a presión atmosférica. Es el tipo de planta geotérmica más simple en cuanto a su operación y mantenimiento, de menor inversión inicial, y es el tipo de planta más utilizado para desarrollos iniciales de campos geotérmicos. Para su operación debe contar con vapor seco sobrecalentado o vapor saturado no tiene mayores restricciones en cuanto al porcentaje de gases no condensables (GNC). De los tipos de plantas a analizar es la que menor eficiencia en la conversión de energía tiene, por lo cual se requiere de mayor flujo de vapor. Este tipo de plantas han sido utilizadas en El Salvador en el Campo Geotérmico de Berlín (Castillo, 2017).

4.4.2. Planta Simple Flasheo a Condensación.

Dentro del desarrollo de campos geotérmicos, este tipo de plantas son las que mayores tamaños y potencias pueden tener. Este tipo de plantas es muy utilizado en campos geotérmicos de líquido dominante. Una planta de condensación hace un mejor uso del recurso que una planta sin condensación, por lo cual presentan una mayor eficiencia exérgica o de utilización. En este modelo, el vapor se expande a través de la turbina hasta una presión muy baja. Por lo tanto, se puede generar mucha más potencia a partir del mismo flujo de vapor en comparación con las plantas sin condensación. Por ejemplo, presentan mayor eficiencia que las plantas de contrapresión. Después de abandonar la turbina, el vapor se encuentra con pulverizadores de agua refrigerante en un condensador de contacto directo. El calor acumulado por el agua de refrigeración en el proceso de condensación normalmente se libera a la atmósfera en una torre de enfriamiento. Los gases contenidos en el vapor que no se condensa se eliminan con un sistema de extracción de gas de chorro de vapor de dos etapas y se liberan a la atmósfera (GDA, 2017).

Las plantas a condensación también presentan menores niveles de ruido durante operación entre sus ventajas. Como desventajas se puede anotar que tiene un mayor cantidad de dispositivos que mantener, requiere de un sistema de extracción de gases no condensables (consumo de vapor, incremento de energía parásita < 5%), ocupa más espacio que una planta a contrapresión (torres de enfriamiento, sistema para NCG, etc.), su utilización depende de las características del campo, ya que al tener un elevado porcentaje de GNC (mayor a 2% de volumen de vapor), este tipo de tecnología no es viable (Castillo, 2017).

4.4.3. Planta binaria

Un ciclo binario generalmente encuentra una ventaja sobre los ciclos de vapor intermitente donde la temperatura del fluido geotérmico está por debajo de 170 °C. El ciclo binario más común es el ciclo de Rankine orgánico donde el calor se transfiere desde el fluido geotérmico a un fluido de trabajo secundario que generalmente hierve a una temperatura más baja que el agua. El vapor de fluido de trabajo luego se expande en una turbina que impulsa a un generador para producir energía. Finalmente, el vapor del fluido de trabajo se condensa de nuevo en forma líquida y luego se bombea nuevamente a los intercambiadores de calor para repetir el ciclo. Los fluidos de trabajo típicos incluyen isobutano, isopentano, R134a y R245fa (GDA, 2017).

4.5. Conceptos Financieros

4.5.1. Financiamiento

A continuación se especifica los parámetros que se deben tener en cuenta para en la evaluación financiera de un proyecto:

- **CAPEX:** Inglés Capital Expenditure. Costo total de la inversión del proyecto.
- **Wd - Monto de la deuda:** Monto del crédito solicitado a la entidad financiera.
- **Kd – Costo de la deuda:** Porcentaje de interés que la entidad financiera cobrará por el monto de la deuda.
- **Vencimiento de la deuda:** Plazo del pago de la deuda.
- **We - Patrimonio:** Porcentaje del CAPEX asumido por el inversionista.
- **Ke:** Retorno esperado del inversionista de su patrimonio.
- **Tc - Tasa impositiva:** Impuesto de ley que se debe pagar por la renta bruta del proyecto.
- **WACC:** Inglés Weighted Average Cost of Capital. Tasa compuesta a pagar por la financiación de toda la inversión. Esta se calcula de la siguiente manera:

$$WACC = We * Ke + We * Kd * (1 - Tc)$$

4.5.2. Flujo de Caja

- **El Flujo de Caja Libre (FCL):**

Calcula las inversiones y utilidades de un proyecto a lo largo de la vida del mismo sin tener en cuenta las restricciones de capital de los inversionistas. Este valor se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$FCL = EBIT * (1 - Tc) + Depreciación - OPEX$$

- **El Flujo de Caja de los Inversionistas (FCI):**

Calcula las inversiones y utilidades de un proyecto, teniendo en cuenta las condiciones particulares de cada uno de los inversionistas. Es decir, indica la variación de efectivo disponible debido a la diferencia entre las entradas y salidas de efectivo procedentes de inversiones en instrumentos financieros, generalmente deuda a corto plazo y fácilmente convertible en liquidez, gastos de capital asociados a las inversiones, compra de maquinaria, edificios, inversiones y adquisiciones, entre otros. Este valor se obtiene a partir de la siguiente expresión (Estévez, 2012):

$$FCI = FCL + Reducción\ de\ Patrimonio$$

4.5.3. Rentabilidad

- Tasa Interna de Retorno:

La tasa interna de retorno (TIR) es definida como la tasa compuesta de retorno para la cual el VAN es igual a cero y puede ser expresada de la siguiente manera (Estévez, 2012):

$$\sum_{i=0}^N \frac{C_i}{(1 + TIR)^i} = 0$$

- Valor Actual Neto:

El valor presente neto (VAN) es el flujo futuro de caja menor el valor presente del valor del costo de inversión y puede ser expresado de la siguiente manera (Estévez, 2012):

$$VAN = \sum_{i=0}^N \frac{C_i}{(1 + r)^i}$$

Donde C_i hace referencia al flujo de caja generado por la inversión inicial y r es la tasa de descuento para la cantidad de años i . VAN es un parámetro para determinar si un proyecto es viable financieramente si el valor es mayor a cero.

5. Metodología

5.1. Supuestos Técnicos de Planta Bocapozo.

Como se ha mencionado, en los proyectos geotérmicos de Nevado del Ruiz y Chachimbiro, aún no se cuenta con datos exactos para estimar parámetros de diseño de una planta, por lo cual a continuación se asume los siguientes parámetros.

- **Temperatura:**

De acuerdo al modelo conceptual del campo, la temperatura oscila entre los 200°C a 250 °C, a fin de tener una sola temperatura para los diseños, se asumirá una temperatura de 220°C.

- **Flujo de Masa:**

El flujo de masa se estima en 108 kg/s de mezcla, esto tomando como ejemplo el flujo típico de los pozos que se tiene los campos geotérmicos de El Salvador (Castillo, 2017).

- **GNC:**

En el modelo conceptual, se ha mencionado, que de acuerdo a la geoquímica se prevé no tener problemas con el contenido de GNC, por lo cual se asume un %GNC de 0.9%.

- **Presión de Cabezal:**

Al igual que el flujo de masa, se asume de acuerdo a los campos de El Salvador que tiene valores promedios de 8.0 bar.

- **Elevación:**

De acuerdo con la ubicación de los campos geotérmicos mencionada, se asume que la elevación del proyecto es de 3450 msnm.

- **Temperatura de Bulbo Húmedo:**

Se estima de acuerdo a características de la zona en 14°C en promedio anual.

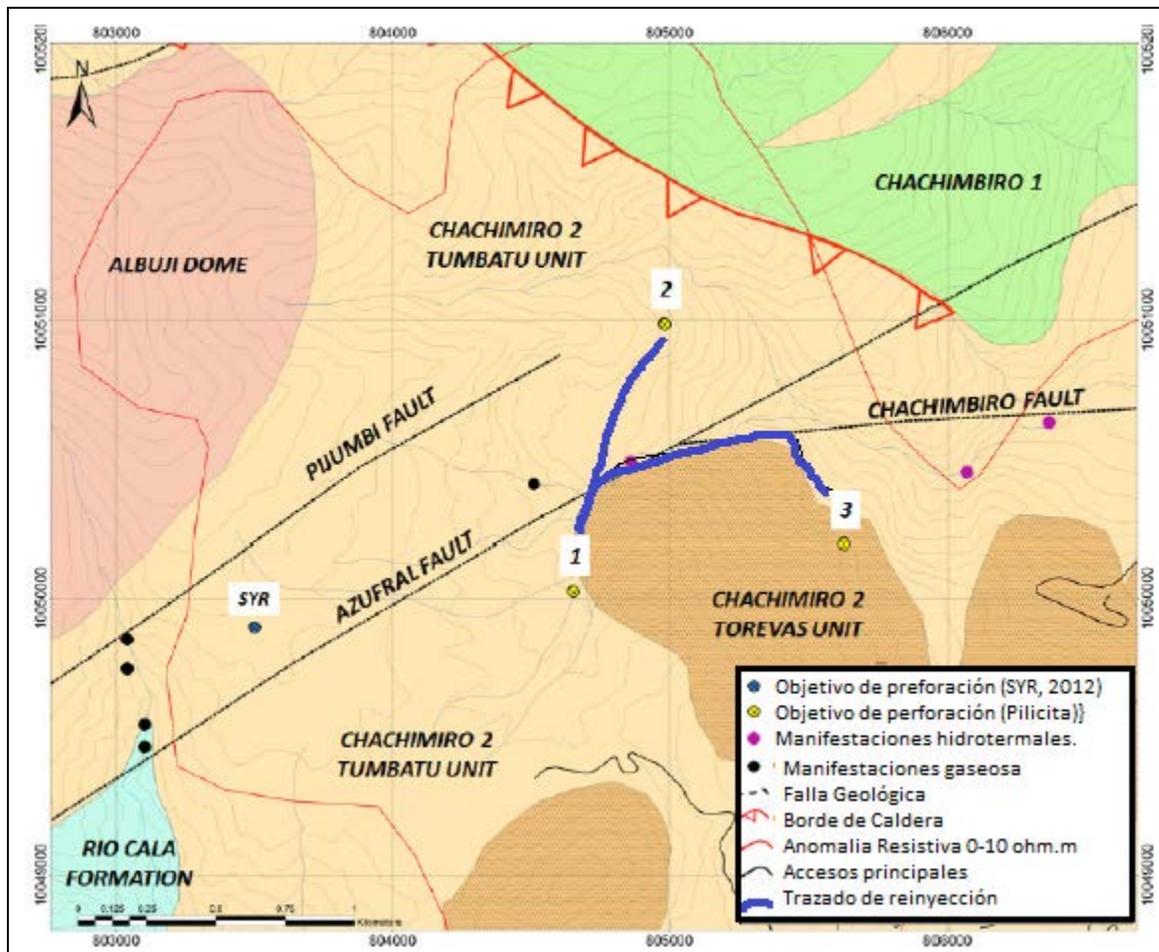
- **Humedad Relativa:**

Se estima en 70%.

5.2. Reinyección.

Es necesario estimar una longitud para el sistema de acarreo para la reinyección del agua geotérmica a generarse del flasheosimple, que pueda servir como referencia para la estimación de su costo.

Para el proyecto de Ecuador se ha planteado tres objetivos de perforación con fines de producción, con base en el modelo conceptual del sistema geotérmico de Chachimiro (Pilicita, 2016). Sin embargo, aún no se ha propuesto ubicación de pozos con fines de reinyección. En la Figura 5 se muestra las propuestas de ubicación de estos pozos. El pozo 1 es el primer pozo perforado. De estos tres pozos, el pozo 3 se encuentra más cercano a las fallas con mayor permeabilidad, por lo tanto podría ser viable para la reinyección en caso de que al ser perforado no cuente con la temperatura suficiente para ser pozo productor. Con base a esto, al trazar un tramo entre el Pozo 1 y el Pozo 3 bordeando el domo de la unidad geológica Torevas, se obtiene una longitud de aproximadamente 1.5 km.



En el caso de Colombia no se cuenta con información pública de ubicación de los pozos a perforarse que permita estimar una longitud del sistema de acarreo para reinyección. Sin embargo, como se muestra en la Figura 6, el fallamiento del sector de interés favorece las condiciones de permeabilidad que facilitaría la ubicación de puntos adecuados para la perforación de pozos reinyectores. El proyecto está concentrado en un área aproximada de

60 km², de modo que podría plantearse que la distancia máxima entre diferentes puntos dentro de esta es de aproximadamente 10 km.

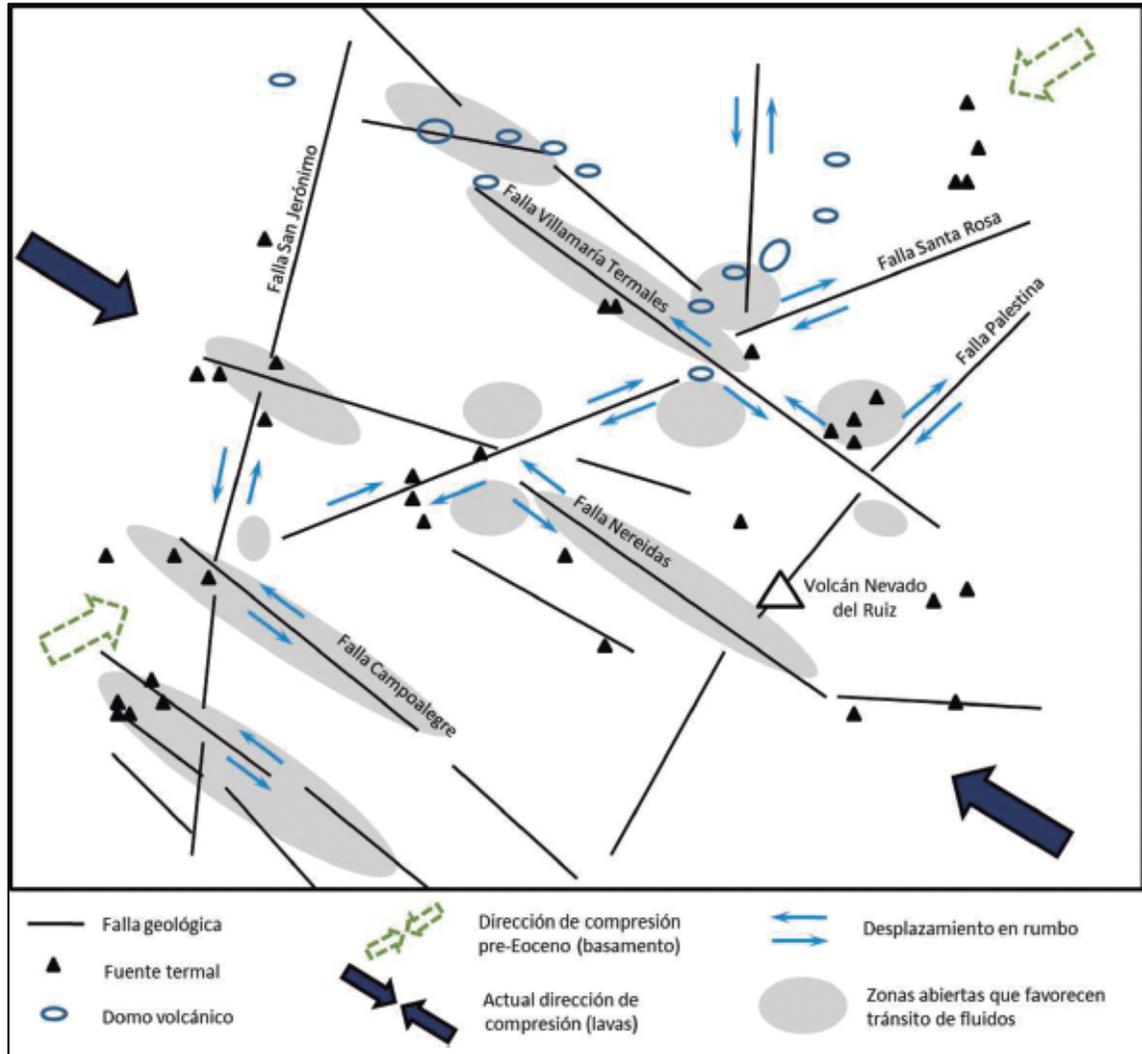


Figura 6 Sistema de fallas del sistema geotérmico del Nevado del Ruiz que favorece la permeabilidad (Mejía et al, 2012).

Con base a lo anterior, para ambos proyectos se asume una longitud del sistema de acarreo de 1.5 km, para efectos de cálculo de costos de este sistema.

5.3. Línea de Transmisión

En las Figuras 7 y 8 se muestra las distancias aproximadas de las áreas de los proyectos a la subestación más cercana para Colombia y Ecuador, respectivamente.

En el caso de Colombia, la subestación eléctrica La Enea, a 220 KV, en el municipio de Villamaría, Caldas, perteneciente al Sistema de Transmisión Nacional, es la más cercana al área del proyecto del Nevado del Ruiz (UPME, 2016). El tramo trazado en la Figura para

la línea de transmisión tiene una longitud aproximada de 17.0 km, siendo la elevación mínima de 2133 m.s.n.m en la subestación hasta alcanzar una elevación máxima de 3453 m.s.n.m., en el área del proyecto.

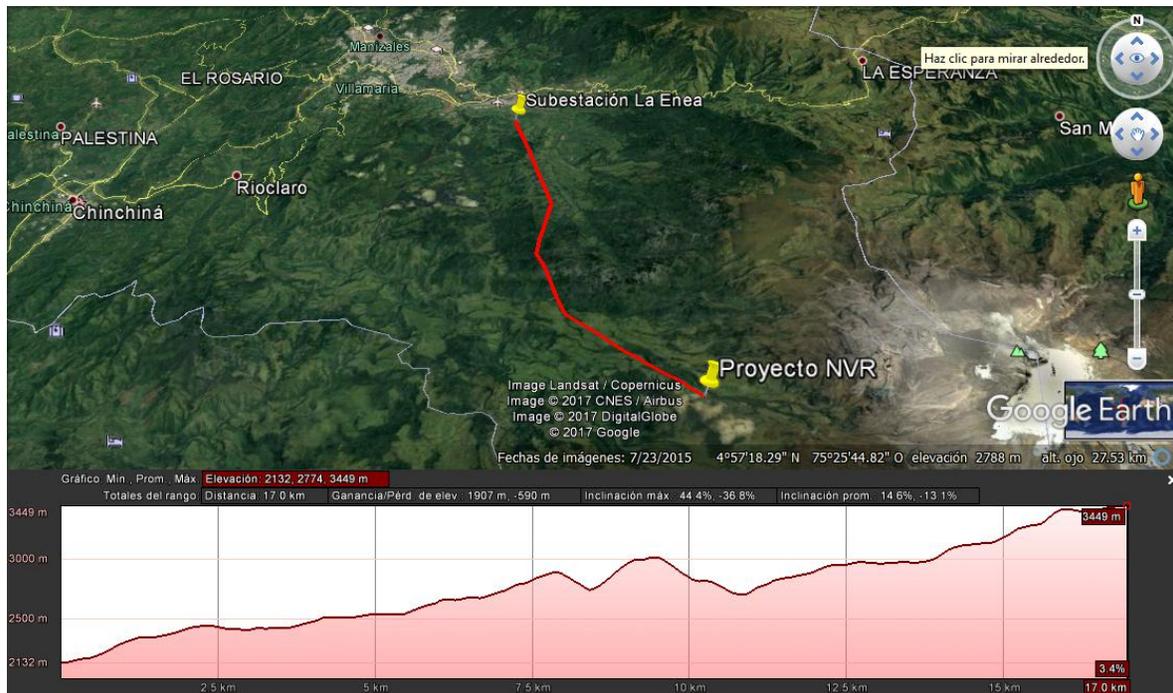


Figura 7 Tramo aproximado para la línea de transmisión desde el área del proyecto (Punto: Proyecto NVR) a la subestación eléctrica La Enea, en el municipio de Villamaría, Caldas, Colombia.

En el caso de Ecuador, la subestación Transelectric-Ibarra, a 69 KV, en la provincia de Imbabura, cantón Ibarra, parte del sistema nacional de transmisión eléctrica en 230 KV entre Colombia y Ecuador, es la más cercana al área del proyecto de Chachimbiro. El tramo trazado en la Figura para la línea de transmisión tiene una longitud aproximada de 16.0 km, siendo la elevación mínima de 1975 m.s.n.m en la subestación hasta alcanzar una elevación máxima de 3596 m.s.n.m., en el área del proyecto.

Con base a lo anterior, para ambos proyectos se asume, una longitud de la línea de transmisión de 20 km, para efectos de cálculo de costos.

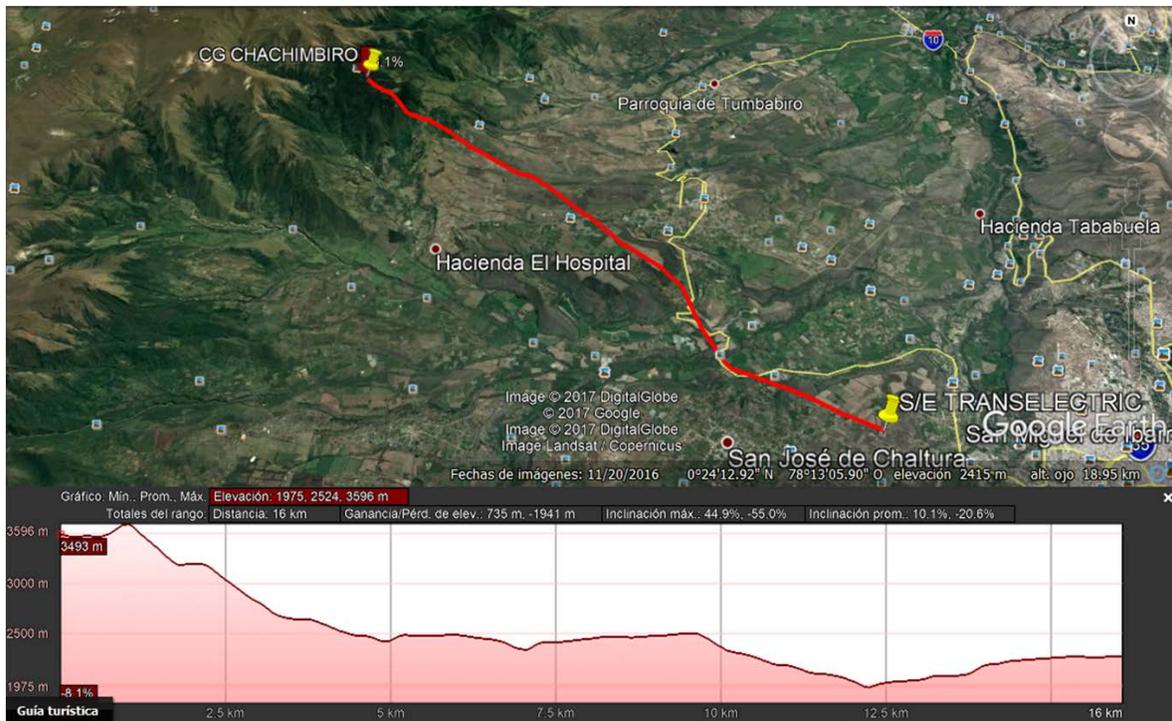


Figura 8 Tramo aproximado para la línea de transmisión desde el área del proyecto (Plataforma - Chachimbiro) a la subestación eléctrica de CELEC EP Transelectric.

5.4. Condiciones del Mercado Energético Local

En esta sección se contextualiza para los mercados energéticos de Colombia y Ecuador, el precio promedio de la generación de energía eléctrica, las leyes que incentivan el uso de energías renovables y las tasas de interés para la financiación de proyectos energéticos.

5.4.1. Colombia

Como se muestra en la Figura 9, según la Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia, en su informe sobre la Incorporación de energías renovables de 2015, plantea que desde el año 2018 en adelante, el precio de generación de energía eléctrica en Colombia estará por encima de los **70 USD/MWh**, con un crecimiento esperado de un 13% a 2028. Con base en esto, para este ejercicio de evaluación financiera, se estimará, que el precio de venta de la energía desde la puesta en marcha de la planta bocapozo, tendrá un incremento anual del 1.3%.

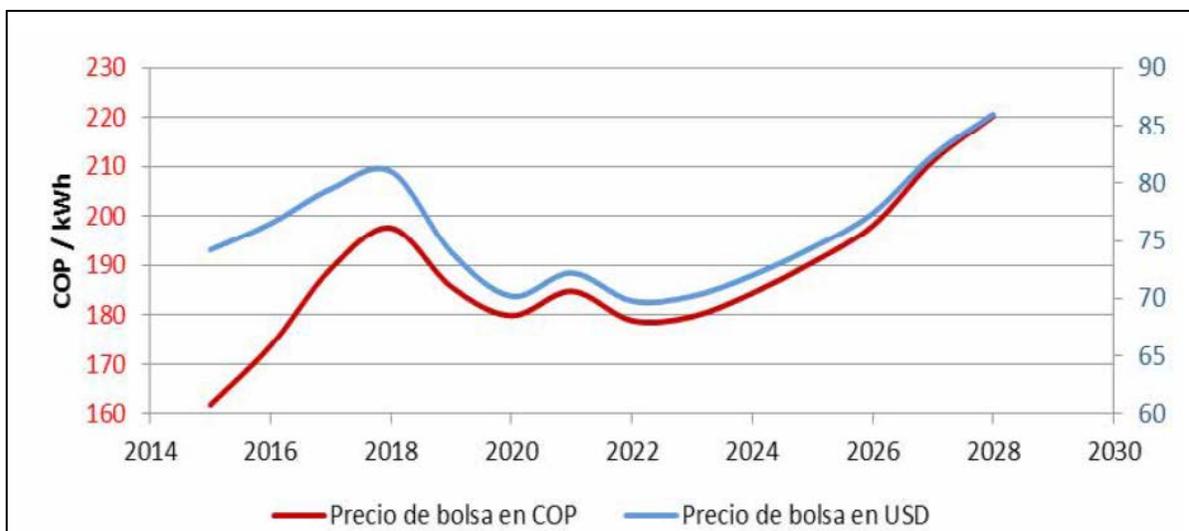


Figura 9 Precio de generación de energía en Colombia entre 2015 a 2028. Tomado de UPME, 2015.

Con respecto al incentivo del uso de energías renovables, la **ley 1715 de 2014**, por medio de la cual se regula la integración de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCE) al Sistema Energético Nacional de Colombia, establece que las organizaciones, empresas y personas que invierten en proyectos de energía renovable (incluyendo energía geotérmica) tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable respectivo en que hayan realizado la inversión, el 50 % del valor total de la inversión realizada. También, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión para la producción y utilización de energía y evaluación de los potenciales recursos son excluidos de IVA y aranceles, y cuentan con un incentivo contable de depreciación acelerada, cuya tasa anual es no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto. Con base a esta ley, se establecen los costos de la inversión y la depreciación para este proyecto (UPME, 2015).

5.4.2. Ecuador

En Ecuador de según el Tercer Suplemento del Registro Oficial N° 418 de 2015, en su Artículo 3, definiciones, numeral 10, establece a la geotermia como energía renovable no convencional (ERNC). En el artículo 25 de las empresas privadas y de economía popular y solidaria, numeral 3, cuando se trate de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales que no consten en el Plan Maestro de Electricidad; para el tercer caso, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable podrá delegar su desarrollo, previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa pertinente. Los proyectos que utilicen energías renovables, podrán acceder a un esquema de incentivos que se determine en la normativa jurídica respectiva.

El Estado ecuatoriano ha fomentado el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, y principalmente a través de la

exoneración del pago de aranceles y demás impuestos adicionales para la investigación, producción, fabricación e instalación de sistemas destinados a la utilización de las energías renovables, incluyendo la energía geotérmica.

Según Resolución ARCONEL 056/16, participación de empresas públicas con proyectos de ERNC, se establece los requisitos y procedimiento general para la obtención del Título Habilitante de empresas públicas que desarrollen proyectos de generación con ERNC. Se menciona que el precio de venta de energía para nuevos ERNC a los cuales pertenece la energía geotérmica es de 6.58 centUSD/kWh, por un periodo de 15 años.

6. Análisis de Datos y Resultados

6.1. Análisis de Tecnologías de Plantas Bocapozo.

6.1.1. Planta a Contrapresión (Back Pressure).

El resultado del modelado de la planta a contrapresión de la Figura 10, con los parámetros esperados en los campos geotérmicos en estudio, presenta los siguientes resultados: Potencia bruta de 3.317 kW, potencia neta de 3.243 kW, y una eficiencia de flujo de vapor de 3.25 kg/s/MW.

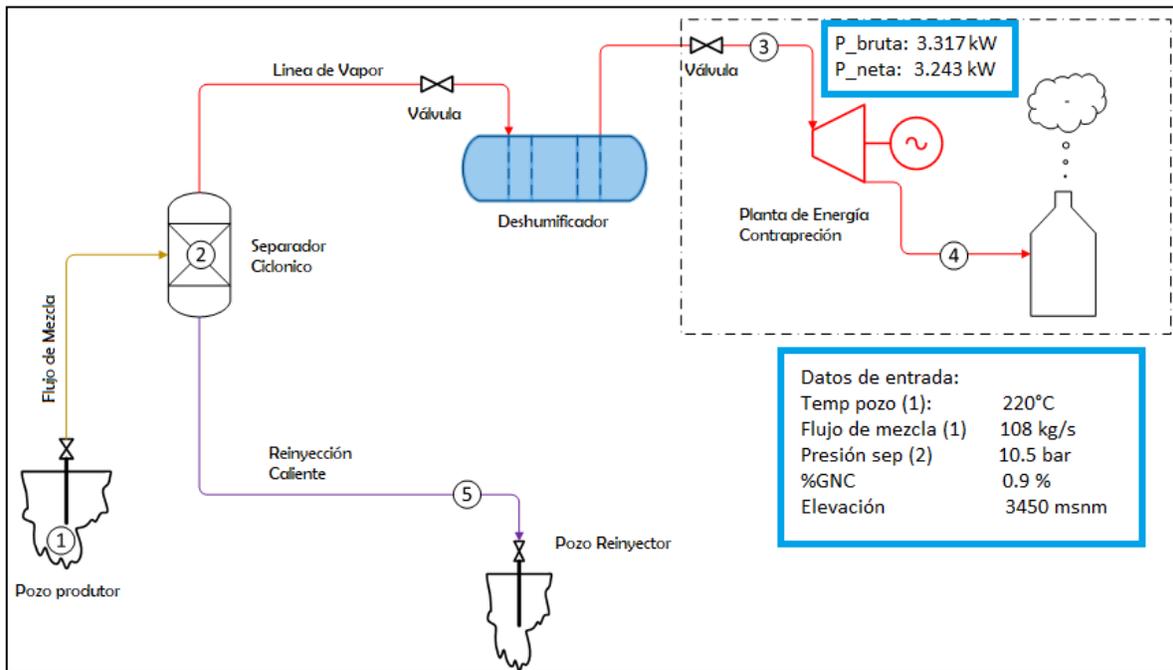


Figura 10 Esquema de planta contrapresión

6.1.2. Planta Simple Flasheo a Condensación.

El modelado de una planta a condensación de la Figura 11, con los parámetros esperados en los campos geotérmicos en estudio, presenta los siguientes resultados: Potencia bruta 5.231 kW, potencia neta de 5.014 kW y una eficiencia de flujo de vapor de 2.00 kg/s/MW.

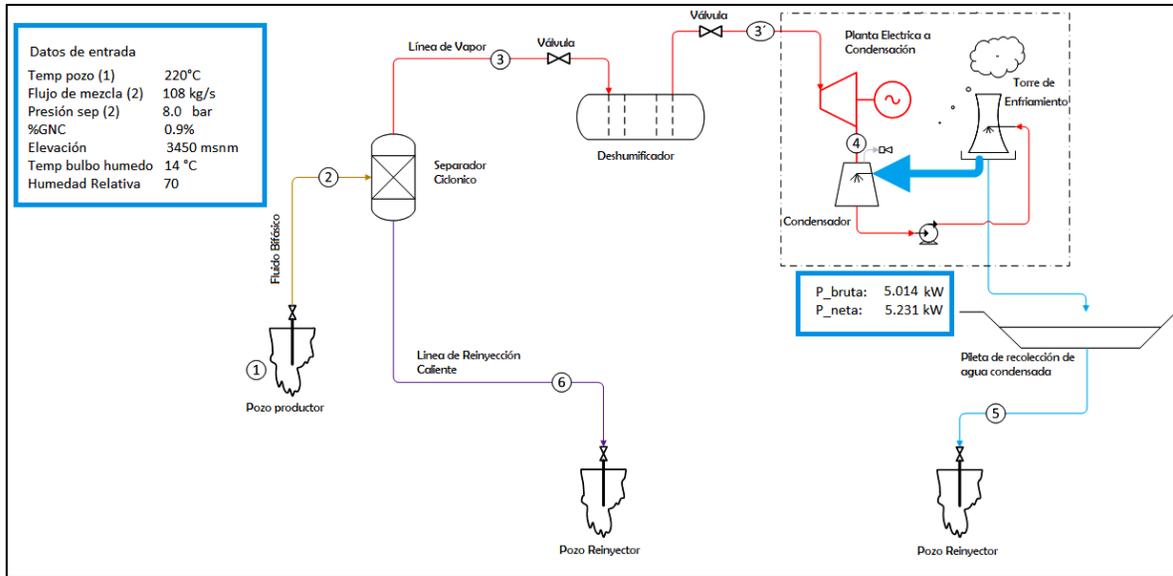


Figura 11 Esquema de Planta a Condensación

6.1.3. Selección de Tecnología de Planta Bocapozo.

Al asumirse una temperatura de los sistemas geotérmicos de 220°C, el uso de tecnología binaria sería necesario. Se debe tener en cuenta además que la tecnología binaria, tiene mayor consumo de auxiliares y mayores cuidados ambientales, ya que utiliza fluidos combustibles como el isopentano, isobutano, etc.

Las turbinas de Contrapresión requiere de un mayor volumen de vapor por MW, 3.25 kg/s/MW, de acuerdo al ejemplo del ítem 6.1.3 y para condiciones similares, las turbinas a condensación requiere un volumen de 2 kg/s/MW. Por lo tanto, la tecnología contrapresión consume un 75% más vapor que la tecnología de condensación.

En cuanto a los costos de cada tecnología, contrapresión y condensación, no hay una referencia exacta, se asume que el costo de una planta contrapresión es de 20% menor a una planta a condensación. Con estos datos más adelante se realiza un análisis comparativo de la viabilidad financiera de estas dos tecnologías.

La Tabla 1, muestra, desarrollos recientes de plantas menores a 5MW, y las empresas proveedoras de las mismas, y su tecnología, para plantas bocapozo, la tendencia es el desarrollo de plantas de condensación. Una de las limitantes para el desarrollo de plantas boca pozo era la utilización de un solo tipo de tecnología, turbinas de vapor a contrapresión, pero en la actualidad existen empresas como: GeothermalDevelopmentAssociates, Green EnergyGeothermal, Fuji Electric, etc. que ofrecen soluciones con tecnología de plantas a condensación y potencias menores a 5 MW. De acuerdo al modelamiento realizado y teniendo en cuenta que la tecnología de condensación es la más desarrollada, la parte financiera será analizada para plantas de vapor a condensación tomando como caso base la generación de una potencia de 5 MW.

Proveedor	Tecnología	Lugar de Instalación	Potencia por Planta
Fuji Electric	Contrapresión	Japón Suginoi Hotel	1.9 MW
Fuji Electric	Condensación	Japón Hachijo-jima	3.3 MW
Geothermal Development Associates	Condensación	Indonesia Ulumbo	2.5 MW
Geothermal Development Associates	Condensación	Kenya, Eburru	2.4 MW
Geothermal Development Associates	Condensación	Kenya, Lake Naivasha	2.0 MW
Geothermal Development Associates	Condensación	Ethiopia, AlutoLangano	4.0 MW
Green Energy Geothermal	Condensación	KenyaOlkaria	5 MW y 6.4 MW

Tabla 3 Proveedores de Turbinas menores a 5MW

6.1.4. Diagrama de Planta.

En la Figura 12 se muestra el diagrama de todos los componentes de la planta presentes en la plataforma

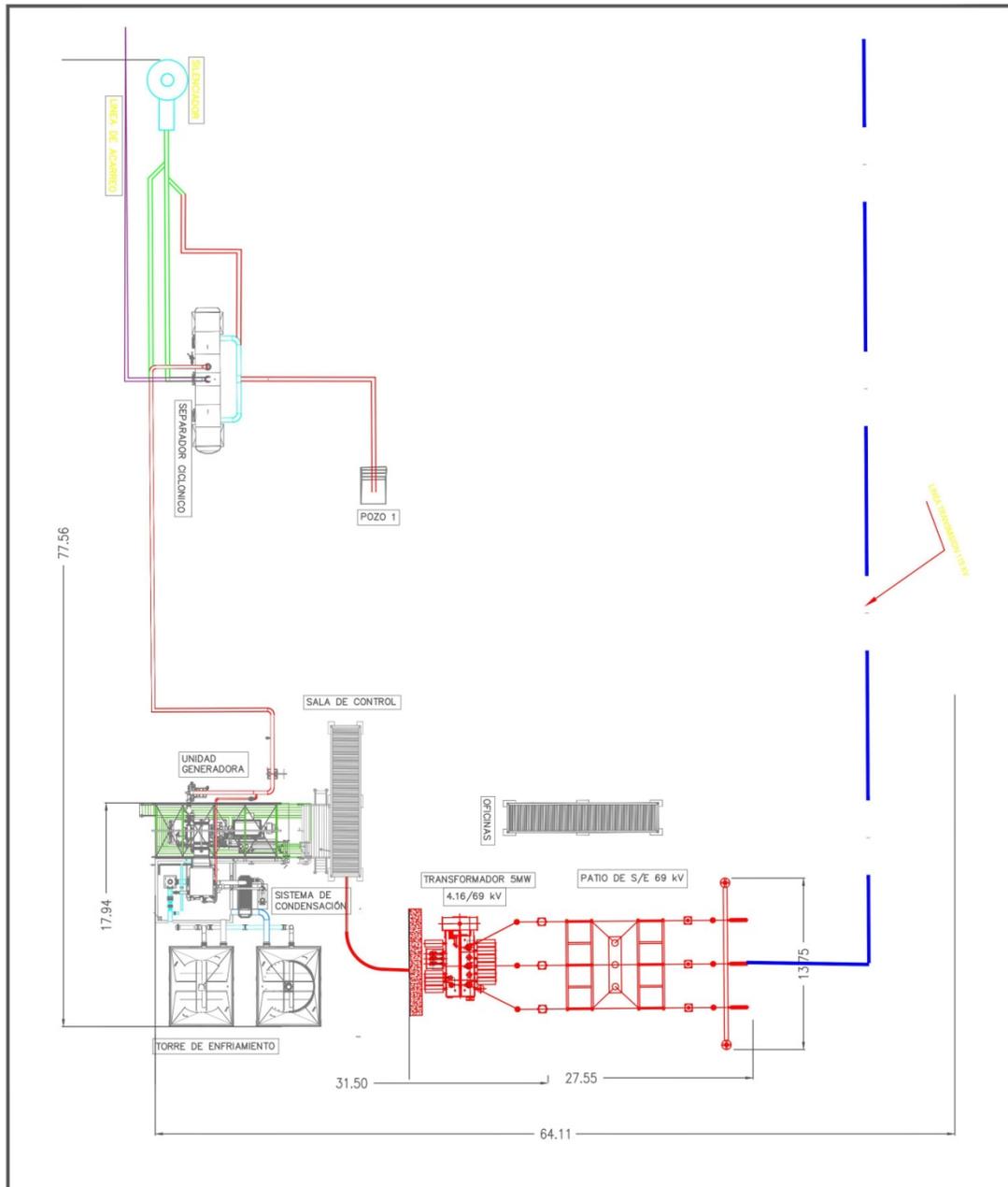


Figura 12 Diagrama de Planta

6.2. Análisis Financiero

Previo a la realización de una inversión es necesario realizar la estimación de los costos del proyecto, conocer el contexto del mercado donde este se lleva a cabo para luego proceder a la evaluación financiera. Esta última incluye estimar el costo del proyecto (inversión y financiamiento), capacidad de producción y costos de operación y mantenimiento, flujo de caja del proyecto y del patrimonio, la rentabilidad y la realización de un análisis de sensibilidad del proyecto ante sus principales factores (Estévez, 2012).

6.2.1. Costos del Proyecto

En la Figura 12, se muestra los resultados realizados del ejercicio de estimar un porcentaje de los costos de los diferentes componentes del proyecto de instalación de una planta bocapozo a condensación. Para este proyecto se ha asumido un valor aproximado del proyecto (sin incluir los costos de las etapas previas de exploración y perforación) de **2.5 MUSD/MW**, para un costo total equivalente de 12.5 MUSD para una planta de generación de 5 MW (Kachumo, 2016).

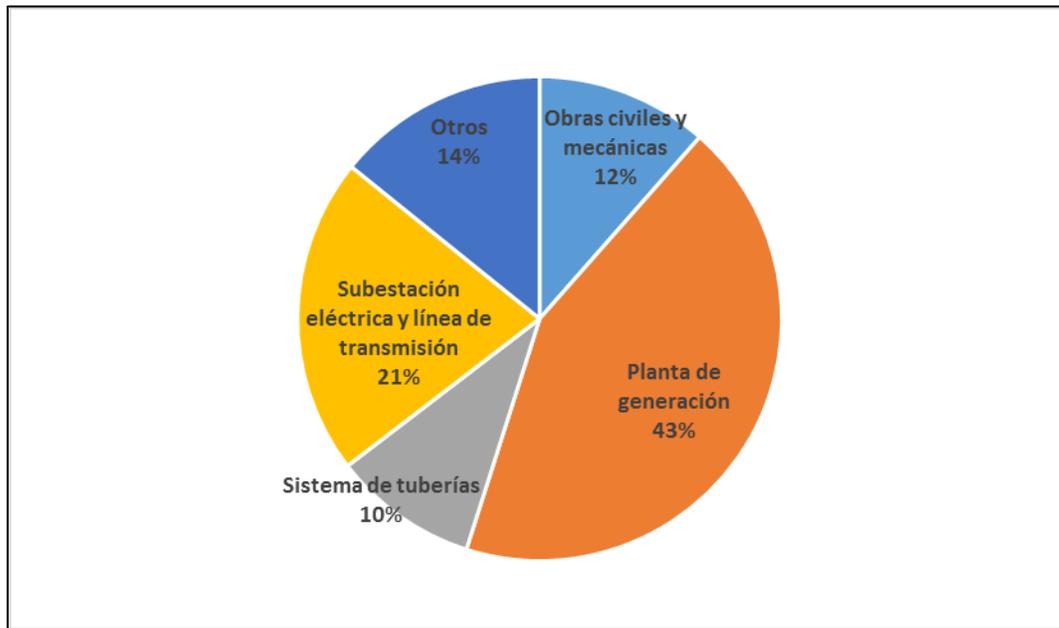


Figura 13 Desglose del costo total de una planta bocapozo a condensación en función de las principales partidas del presupuesto.

A continuación, se detalla lo que incluye cada uno de los principales rubros de la Figura 13:

- **Obras civiles y mecánicas:** Casa de máquinas, equipamiento (grúa, sistemas de seguridad y conraincendio), obras civiles para subestación eléctrica, pileta de evaporación, Montaje civil y mecánico de tubería de vapor, montaje civil y mecánico de tubería de reinyección, montaje mecánico de tubería de vapor, montaje mecánico de tubería de reinyección, Otros (cerramiento, instalaciones personal, etc).
- **Planta de generación:** Turbina, generador, condensador, bombas de recirculación principal, sistema de lubricación (aceite), sistemas auxiliares del generador, sistemas de regulación y control, torre de enfriamiento.
- **Sistema de tuberías:** Separador, tubería de vapor, tubería de agua (reinyección), sistema de Bombeo (reinyección).

- **Subestación eléctrica y línea de transmisión:** Transformador de potencia, equipos de protección, sistema de control y la línea de transmisión cuyo valor de referencia para ambos países se estima de **160 kUSD/Km**. Este costo contempla la compra de terrenos para la franja de seguridad y el estudio de impacto ambiental.
- **Otros:** Ingeniería, supervisión, comisionamiento, fiscalización, contingencia general, contratación y otros costos.

6.2.2. Financiamiento

Adicionalmente, se establece sobre los costos de ambos proyectos, un **factor de ajuste de altura** de 1.2 debido a que la elevación de estos se encuentra por encima los 3.000 m.s.n.m. De igual manera, se asume que el tiempo de instalación de la planta para ambos proyectos es de 2 años.

- **Colombia**

Para el caso de Colombia, el proyecto consiste en la instalación de una planta bocapozo a condensación que incluye los costos de perforación de 3 pozos para producción y generación inicial del campo. El costo de la perforación consiste en una subvención de 15 MUSD, de los cuales se debe devolver el 80% durante el tiempo de duración del proyecto planteado a 20 años. De esta manera, la subvención genera un aumento del CAPEX de **5.4 MUSD/MW**. La inversión restante será asumida con un préstamos del 85% a una tasa de interés del 6% y el dueño del proyecto asumirá como patrimonio el 15% restante.

Con base en lo anterior, en la Tabla 13., se especifica los parámetros asumidos y calculados para el análisis de financiamiento de este proyecto.

Parámetros	Valor
Costo Perforaciones (MUSD)	15.0
Costo Planta Bocapozo (MUSD)	12.5
Factor Ajuste Altura	1.2
Cobertura Subvención (MUSD)	3.0
CAPEX (MUSD)	27.0
CAPEX/MW (MUSD)	5.4
Costo subvención (MUSD)	12.0
Interés Subvención	0.0%
CAPEX - después de subvención (MUSD)	15.0
We - Costo Patrimonio después de subvención	15.0%
We Total	8.3%
Ke	10.0%
Wd - Costo Deuda (MUSD)	12.8
Kd - Interés Deuda	6.0%
Plazo Deuda (años)	20.0
Tc	30.0%
WACC	2.8%
Inversión anual	50.0%
Años desembolso inversión	2.0
OPEX	0.0

Tabla 4 Parámetros de financiamiento asumidos para el caso Colombia.

- Ecuador

Para el caso de Ecuador, el proyecto consiste en la instalación de una planta bocapozo a condensación, donde se asume la existencia de dos pozos perforados cuyos costos no están considerados, ya que serán parte del presupuesto del proyecto que se ejecutará para el desarrollo total del campo geotérmico Chachimbiro. De esta manera el CAPEX para este proyectos es de **3.0 MUSD/MW**.

Con respecto al financiamiento, la inversión de la instalación de la planta bocapozo será asumida con un préstamos del 85% de su costo total a una tasa de interés del 6%: El dueño del proyecto asumirá como patrimonio el 15% restante del costo de la planta.

Con base en lo anterior, en la Tabla 5., se especifica los parámetros asumidos y calculados para el análisis de financiamiento de este proyecto.

Parámetros	Valor
Costo Planta Bocapozo (MUSD)	12.5
Factor Ajuste Altura	1.2
CAPEX (MUSD)	15.0
CAPEX/MW (MUSD)	3.0
We	15%
Ke	3.0%
Wd- Costo Deuda (MUSD)	12.8
Kd - Interés Deuda	6.0%
Plazo Deuda (años)	20
Tc	0.0%
WACC	5.6%
Inversión anual	50.0%
Años desembolso inversión	2.0
OPEX	0.0

Tabla 5 Parámetros de financiamiento asumidos para el caso Ecuador.

Comparando los costos para los dos países, se puede enlistar las principales diferencias entre estos:

- **Subvención:** Colombia debe asumir un costo adicional de 12 MUSD por la subvención que debe reponer debido a las perforaciones.
- **Ke:** Este es 7 puntos porcentuales mayor en Colombia. En Ecuador, el retorno esperado por parte del Estado se asume un valor de 3% relacionado con la inflación. Para el caso de Colombia este valor es mayor al tener en cuenta la inflación y la tasa social.
- **Tc:** Ecuador tiene el beneficio de 0% de impuestos mientras en Colombia es del 30%
- **WACC:** Este es la mitad menor en Colombia con respecto a Ecuador debido principalmente al beneficio de la subvención de 0% de tasa de interés.

6.2.3. Operación

A continuación, se calcula cada uno de los parámetros financieros relacionados con la puesta en marcha y venta de energía de la planta bocapozo.

- Colombia

En la Tabla 6., se muestra los resultados financieros obtenidos de la generación de energía de la planta bocapozo para el caso colombiano. Algunos de estos parámetros que son calculados para los 20 años del proyecto, se muestran solo para el primer año. Por ejemplo, ingresos, costos operativos, utilidad neta, entre otros.

Parámetros	Valor
Capacidad instalada (MW)	5.0
Factor de planta	93.0%
Horas/año	8146.8
Energía entregada/año (MWh)	40734.0
Precio de venta/(MWh) (USD)	70.0
Incremento precio anual	1.3%
Ingreso (MUSD)	2.9
Costos operativos/CAPEX	1.5%
EBITDA (MUSD)	2.6
Periodo depreciación (años)	5.0
Depreciación/año	20.0%
Amortización de deuda (MUSD)	0.6
Interés Deuda (MUSD)	0.8
Amortización subvención (MUSD)	0.6
Flujo de caja deuda (MUSD)	2.0
Balance de la deuda (MUSD)	12.1
Utilidad antes de impuestos (MUSD)	-3.5
Impuestos sobre utilidad (MUSD)	0.0
Utilidad Neta (MUSD)	-3.5
Valor Presente de la Inversión Total (MUSD)	29.9
Energía Valor Presente (MWh)	599533.0
Costo Nivelado de Energía (USD/MWh)	49.94

Tabla 6 Parámetros de resultados financieros del primer año de generación de la planta bocapozo para el caso Colombia

- **Ecuador**

Similar al caso anterior, en la Tabla 7., se muestra los resultados financieros obtenidos de la generación de energía de la planta bocapozo para el caso ecuatoriano.

Parámetros	Valor
Capacidad instalada (MW)	5.0
Factor de planta	93.0%
Horas/año	8146.8
Energía entregada/año (MWh)	40734.0
Precio de venta/(MWh) (USD)	65.8
Incremento precio anual	0.0%
Ingreso (MUSD)	2.7
Costos operativos/CAPEX	1.5%
EBITDA (MUSD)	2.5
Periodo depreciación (años)	20.0
Depreciación/año	5.0%
Amortización de deuda (MUSD)	0.6
Interés Deuda (MUSD)	0.8
Flujo de caja deuda (MUSD)	1.4
Balance de la deuda (MUSD)	12.1
Utilidad antes de impuestos (MUSD)	0.9
Impuestos sobre utilidad (MUSD)	0.0
Utilidad Neta (MUSD)	0.9
Valor Presente de la Inversión Total (MUSD)	17.1
Energía Valor Presente (MWh)	459284.0
Costo Nivelado de Energía (USD/MWh)	37.32

Tabla 7 Parámetros de resultados financieros del primer año de generación de la planta bocapozo para el caso Ecuador.

6.2.4. Flujo de Caja

Para este proyecto se calcula el flujo de caja libre (FCL) y el flujo de caja de los inversionistas (FCI). En la Figura 14. se observa como una vez se pone en marcha la generación de la planta, durante los primeros 5 años el FCL en Colombia es alto debido al incentivo de la depreciación acelerada en los primeros 5 años, la cual genera una utilidad neta negativa que exime al proyecto del pago de impuesto.

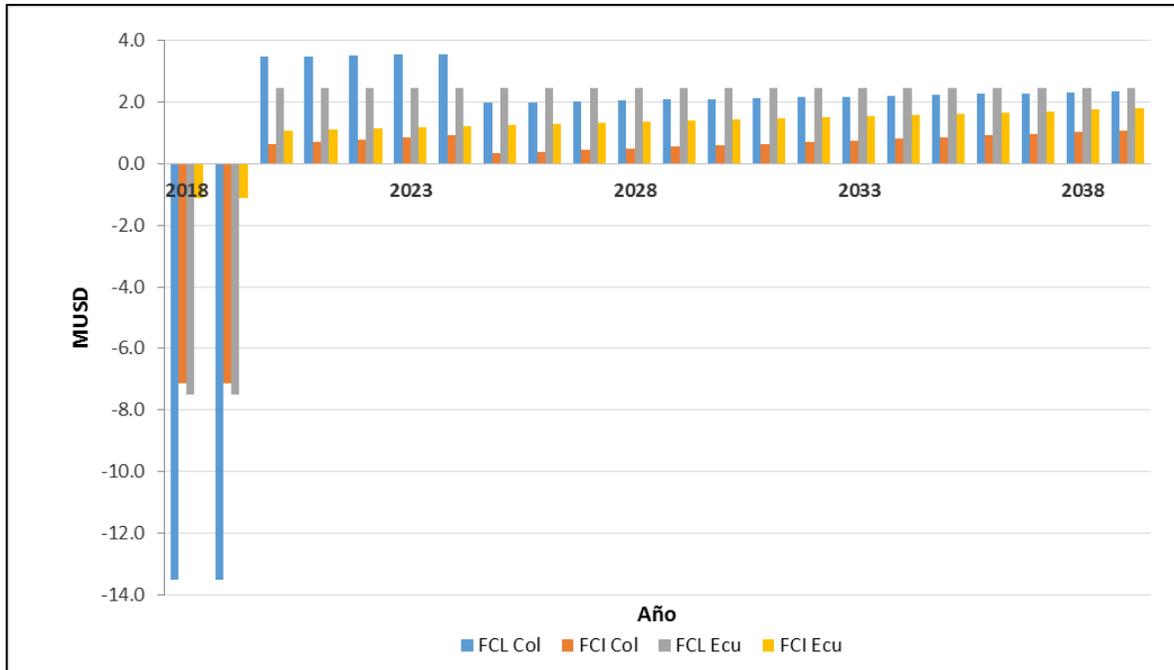


Figura 14 Flujo de Efectivo libre y flujo de efectivo de patrimonio para los dos escenarios de Colombia y Ecuador.

6.2.5. Rentabilidad

La rentabilidad de un proyecto se puede evaluar a partir de la estimación de su tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN). A continuación se estima estos parámetros para los casos planteados de Colombia y Ecuador.

- Valor Actual Neto

En la Figura 15., se muestra la VAN del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador, durante los dos primeros años de instalación de la planta bocapozo y los 20 años de duración de la generación de los proyectos, donde se observa que el proyecto de Ecuador logra un retorno alrededor de 8 años de puesta en marcha de la planta, mientras que en Colombia toma 12 años lograrlo y sin embargo el VAN del inversionista siempre se mantiene negativo.

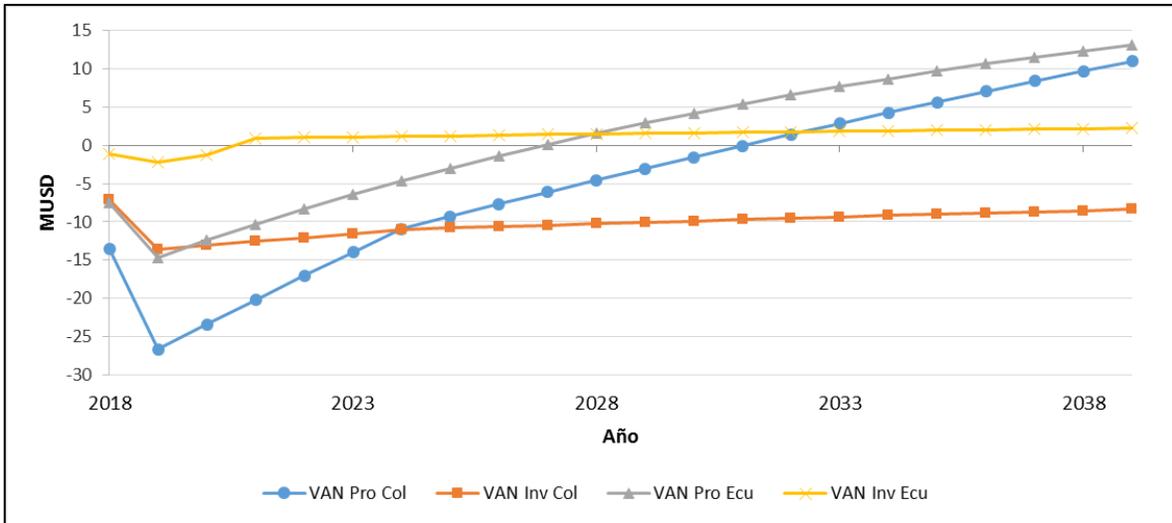


Figura 15 VAN del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador

- Tasa Interna de Retorno

La Figura 16., muestra que la TIR del proyecto para ambos países logra superar el WACC respectivo, por lo que se puede afirmar que ambos proyectos son viables. Sin embargo, en Colombia la TIR del inversionista se mantiene en cero debajo del Ke respectivo, de modo a que esta viabilidad está condicionada a que el inversionista no esté interesado en recuperar su inversión.

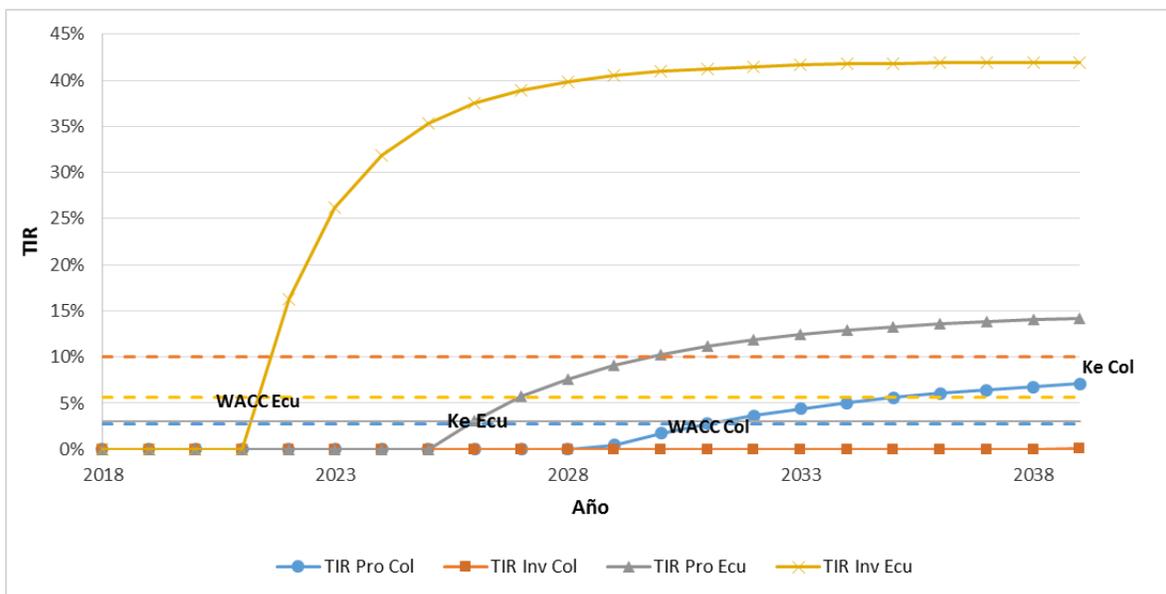


Figura 16 TIR del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador.

6.2.6. Análisis de Sensibilidad

Varios factores pueden influenciar en la viabilidad del proyecto financiera del proyecto. El enfoque principal del análisis de sensibilidad consiste en identificar para el caso base de ambos proyectos la potencia mínima que se requiere ser instalada. Además, para cada caso en específico, se analiza los parámetros a los que son más sensibles por sus características propias.

- Tecnología Contrapresión vs Condensación.

Típicamente, el costo de una planta bocapozo a contrapresión es 20% menor que el de una planta bocapozo a condensación. Sin embargo, como se mostraba en el ítem 6.1 una planta a condensación es más eficiente. En la Figura 17 se observa que si en ambos proyectos en vez de instalar una planta bocapozo a condensación de 5 MW se instalara una planta bocapozo a contrapresión de 3.2 MW (debido a que se cuenta con el mismo flujo de vapor de entrada a la turbina), afectaría el retorno del inversionista y en el caso de Colombia el retorno del proyecto tomaría 6 años más.

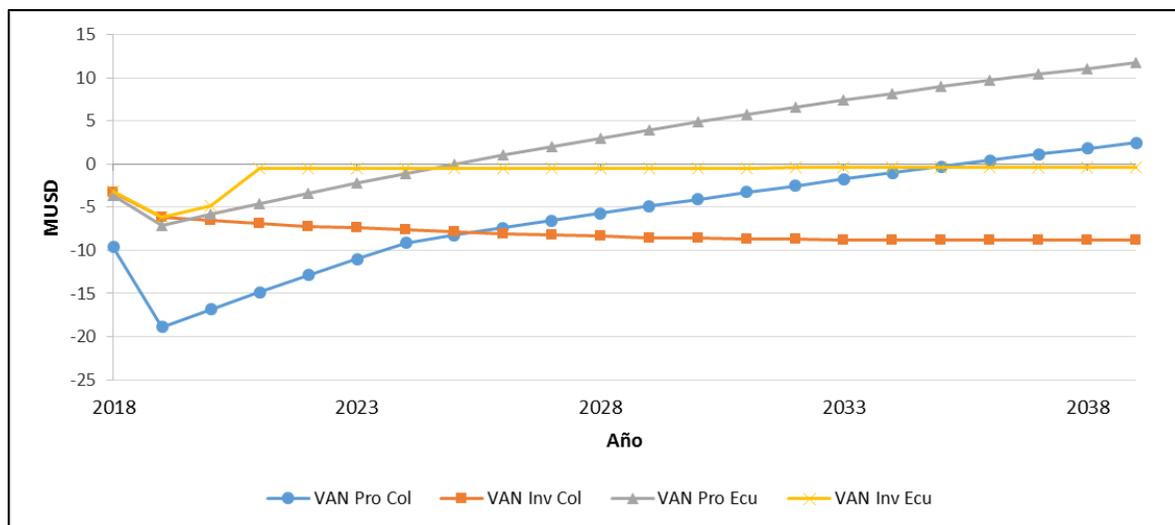


Figura 17 VAN del proyecto y del inversionista para los proyectos de Colombia y Ecuador para una planta bocapozo a contrapresión.

- Potencia Mínima Instalada

Como se muestra en la Figura 18, para las condiciones asumidas de los proyectos de Colombia y Ecuador, Colombia requiere aumentar su potencia mínima a instalar a 13 MW para que haya el retorno demandado por el inversionista a los 20 años de duración del proyecto, mientras que Ecuador puede aún disminuir su potencia a instalar a 1 MW y en este caso recuperar la inversión a los 10 años de duración del proyecto. Nótese que para la VAN del proyecto para Ecuador (resaltado en rojo), aún para una generación de 1 MW, muestra un retorno de este a los 15 años.

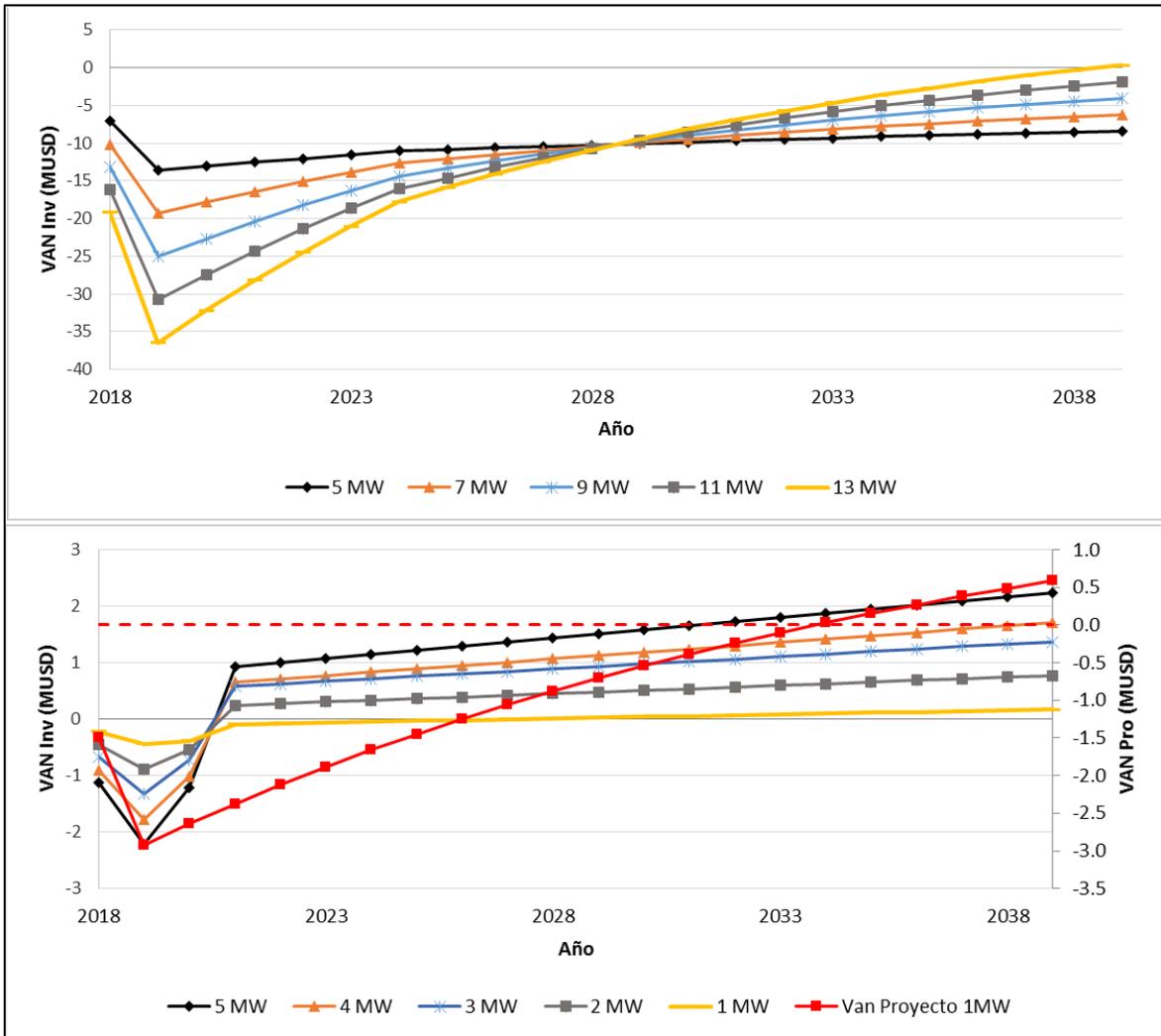


Figura 18 Van del inversionista versus el tiempo del proyecto. Arriba: Caso Colombia. Abajo: Caso Ecuador donde se incluye el VAN del proyecto para la producción mínima de 1 MW.

- **Ke y Tc - Caso Colombia**

Como se plantea en el ítem 2.3, las principales diferencias entre Colombia y Ecuador son los valores en el Ke y Tc, además de la subvención que Colombia debe asumir por los pozos perforados que modifica a su vez el WACC para este país. Sin embargo, la subvención se ha asumido ser una constante, por lo que para Colombia solo queda considerar escenarios donde una disminución de Ke y Tc puedan lograr reducir la potencia mínima a instalar de este proyecto.

Planteando el escenario en Colombia donde el inversionista es una compañía mixta, quedaría a disposición del estado colombiano reducir la tasa impositiva Tc como un incentivo para este proyecto. Sin embargo, la Figura 19., muestra que la reducción de la

tasa impositiva al 0% no favorece la viabilidad financiera del proyecto si el Ke se mantiene en un 10%. Para que esto sea efectivo, se requiere que el Ke del proyecto sea aproximadamente del 5%. Esto demuestra entonces que para unas condiciones como las de Ecuador de Tc y Ke del 0% y 3%, respectivamente, el proyecto en Colombia sería viable financieramente para el inversionista.

En el caso donde la tasa impositiva se mantiene en un 30%, solo un Ke del 0% hará que la planta bocapozo de 5MW sea viable financieramente para el inversionista. De otra manera, se deberá instalar una planta bocapozo de mínimo 8 MW de potencia para que se logre un escenario de un Ke mínimo del 6% (ver Figura 20).

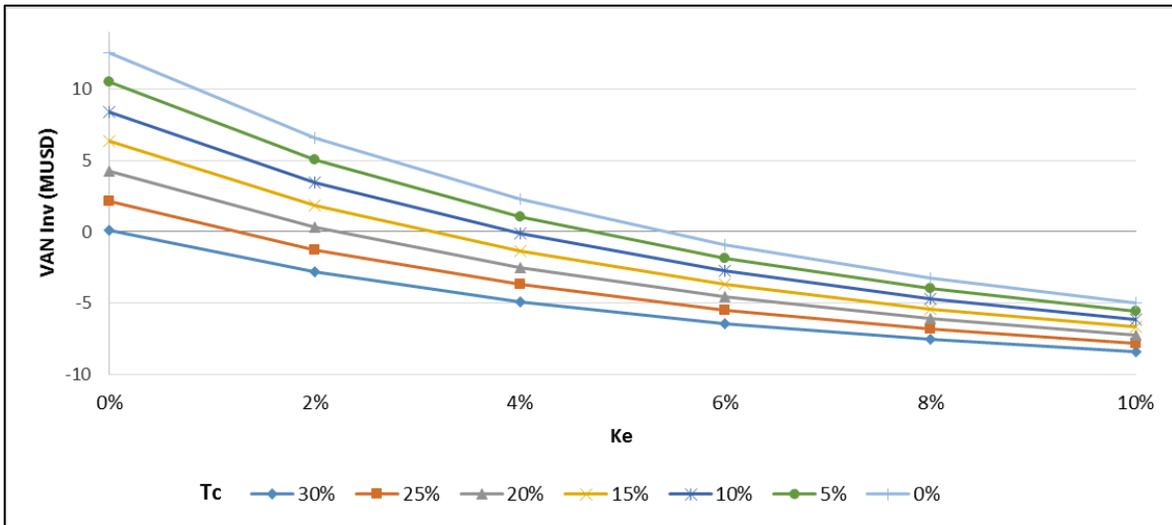


Figura 19 VAN del inversionista vs Ke para escenarios de Tc desde 30% a 0% para el proyecto de Colombia.

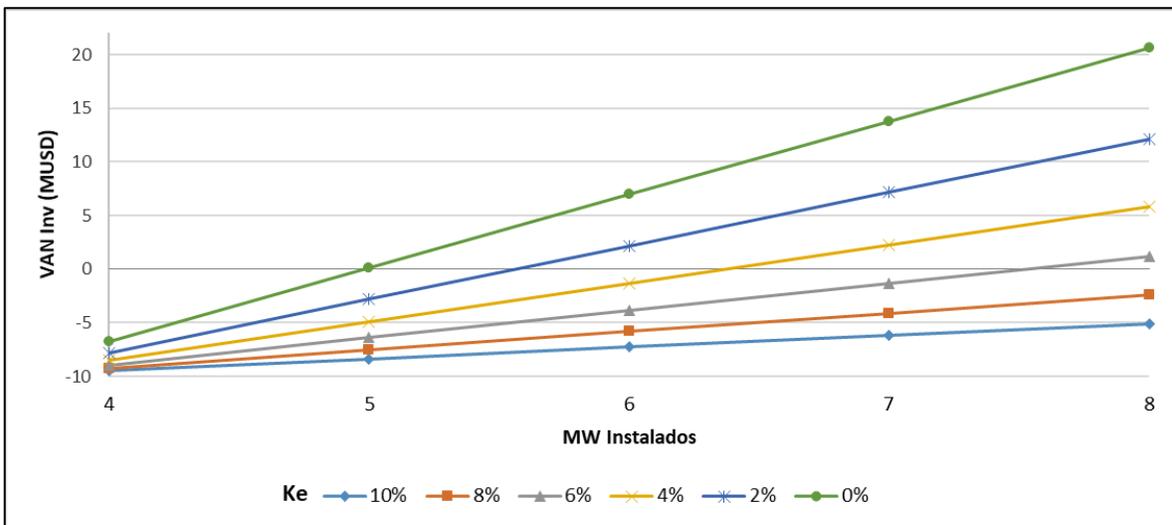


Figura 20 VAN del inversionista vs MW instalados para escenarios de Ke desde 10% a 0% para el proyecto de Colombia.

- Factor de Planta y Wd – Caso Ecuador

Para el escenario planteado del proyecto de Ecuador, el desarrollo inicial de este campo con una planta de 5 MW no presenta inconvenientes financieros. Sin embargo se debe contemplar escenarios de riesgo como lo es la sensibilidad del proyecto ante un cambio el factor de planta. En la Figura 221 se observa que el proyecto no deja de ser viable aún si el factor de planta se disminuye hasta un 68% (notése que se incluye el VAN del proyecto en rojo para este factor de planta).

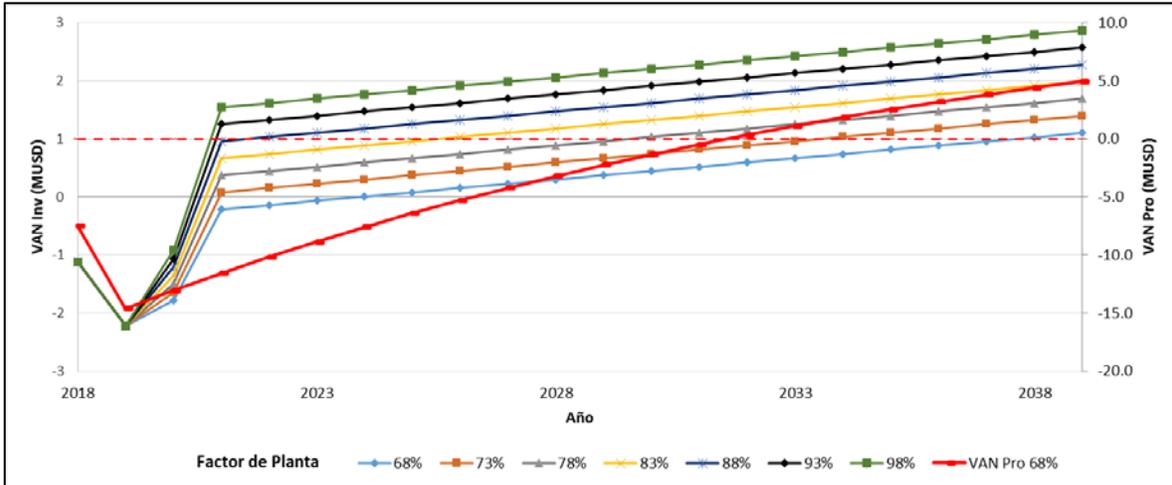


Figura 21 VAN del inversionista vs años del proyecto para escenarios de factor de planta desde 68% a 98% para el proyecto de Ecuador. Se incluye el VAN del proyecto para un factor de planta de 68%.

Con las ventajas de este proyecto, el inversionista también podría evaluar aumentar su porcentaje de participación en el costo total del proyecto. En la Figura 22, se muestra que el inversionista no debería tener un porcentaje mayor al 60% del costo total del proyecto ya que entraría en pérdidas. Cabe resaltar que el retorno del proyecto se daría en aproximadamente 7 años, aún para un nivel Wd del 20%.

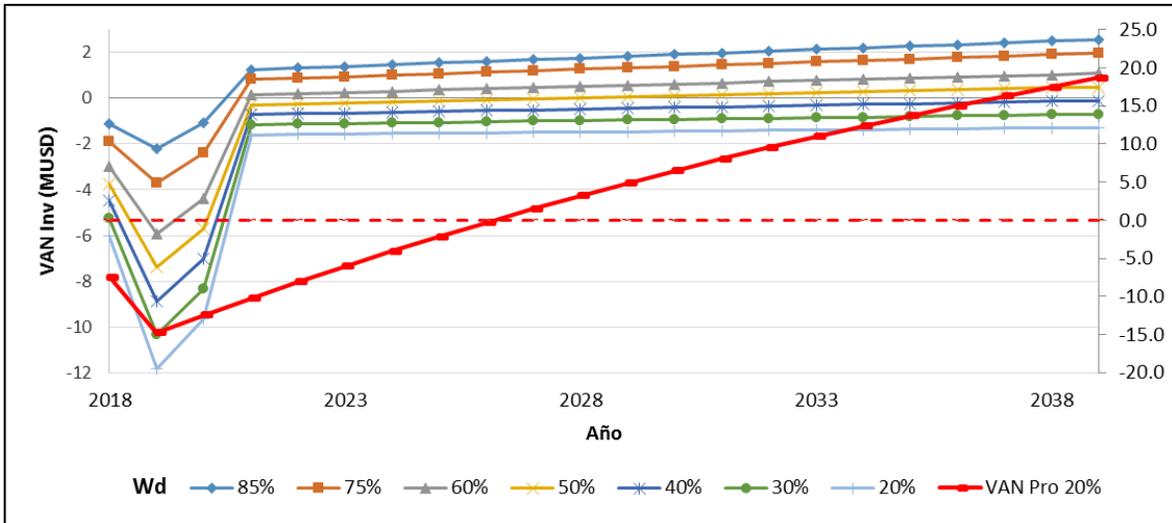


Figura 22 VAN del inversionista vs años del proyecto para escenarios de porcentaje de deuda Wd desde 68% a 98% para el proyecto de Ecuador. Se incluye el VAN del proyecto para un Wd de 20%.

Conclusiones y Recomendaciones

Desde finales de los años 60, Colombia y Ecuador han experimentado experiencias similares y aún conjuntas, en el conocimiento y exploración de sus recursos geotérmicos. Esto ha conllevado a que actualmente, ambos países cuenten con varias áreas geotérmicas en la etapa de pre-factibilidad y en el caso del Proyecto Nevado del Ruiz y Chachimbiro, ya en etapa de perforación profunda que conlleve a la necesidad de proponer una tecnología de planta de generación geotérmica que facilite probar el potencial de ambos campos mientras se logra una operación comercial en corto tiempo.

En el desarrollo de un campo geotérmico, la generación de energía eléctrica y el monitoreo de la evolución de la explotación inicial puede lograrse en un menor tiempo con respecto al desarrollo convencional (generación de altas potencias, aprox. 25 MW a 30 MW) con el uso de planta bocapozo. Esto debido a que el desarrollo convencional, pese a ser más económico, requiere del vapor de varios pozos productores, de una gran infraestructura, permisos ambientales a gran escala, entre otros factores que demoran su generación comercial. Adicionalmente, gracias al avance en el diseño de plantas geotérmicas, actualmente existe en el mercado plantas bocapozo a condensación que tienen una eficiencia mejor que las tradicionales plantas bocapozo a contrapresión, donde estas últimas pueden llegar a consumir alrededor de un 75% más de vapor. Además, pese a que normalmente el costo de una planta bocapozo a contrapresión es 20% menor que el de una planta bocapozo a condensación, esta no logra ser una ventaja financiera debido a que al reducirse la generación en aproximadamente un 35%, se afectaría el retorno del inversionista tanto para el proyecto del Nevado del Ruiz y Chachimbiro, y el retorno del proyecto se podría aplazar en 6 años más.

Existen similitudes en el mercado energético de Colombia y Ecuador para el uso de la energía geotérmica relacionadas con los incentivos de IVA y aranceles que permitieron asumir costos similares del proyecto de instalar una planta bocapozo a condensación. Sin embargo, en el caso de Colombia se recomienda incluir la tasa de cambio que podría afectar el CAPEX y su financiación.

El proyecto de Chachimbiro presenta algunas ventajas con respecto al proyecto del Nevado del Ruiz, mencionadas a continuación:

- El hecho de que su ejecución está a cargo de una empresa del Estado, ha facilitado la obtención de cooperación no reembolsable que ha ayudado a reducir considerablemente el CAPEX y financiamiento del proyecto. Esto también facilita que este proyecto tenga un Ke menor y una Tc del 0% (cero impuestos).
- Para el caso base de generación de potencia de 5 MW a partir de una planta bocapozo a condensación, con una duración de ambos proyectos a 20 años, el retorno del proyecto de Chachimbiro toma 4 años menos que el del proyecto Nevado del Ruiz y la tasa de retorno del inversionista en Colombia no logra alcanzar el Ke.

- Su potencia a instalar puede disminuirse hasta a 1 MW y en este caso recuperar la inversión a los 10 años de duración del proyecto. Mientras en Colombia es necesario aumentar la potencia mínima a instalar a 13 MW para que haya el retorno demandado por el inversionista a los 20 años de duración del proyecto.

Cabe destacarse que en Colombia, el beneficio de la depreciación acelerada otorgada por la Ley 1715 de 2014, permite que el proyecto del NVR pueda reducir el pago de impuestos durante los primeros 5 años, lo cual aporta la viabilidad del proyecto.

Para el proyecto del NVR, no es suficiente reducir la tasa impositiva T_c al 0% para alcanzar el Ke establecido. Esto demuestra entonces que para unas condiciones como las de Ecuador de T_c y Ke del 0% y 3%, respectivamente, el proyecto en Colombia sería viable financieramente para el inversionista. En el caso donde la tasa impositiva se mantiene en un 30%, solo un Ke del 0% hará que la planta bocapozo de 5MW sea viable financieramente. De otra manera, se deberá instalar una planta bocapozo de mínimo 8 MW de potencia para que se logre un escenario de un Ke mínimo del 6%.

Otra de las ventajas del proyecto de Chachimbiro es que este no es afectado en su viabilidad aún si el factor de planta disminuyera hasta un 68%.

Se debe destacar que pese a las ventajas financieras del proyecto de Chachimbiro, hay un límite en el porcentaje de participación del Estado en el costo capital del proyecto. Se recomienda, con base en los supuestos realizados en este ejercicio, que el nivel de nivel de participación de la deuda no supere el 60% del CAPEX.

Finalmente, una de las ventajas de las plantas bocapozo a condensación es que estas unidades son portátiles y pueden quedar en operación permanente, ser trasladadas a otros pozos o campos en exploración o ser vendidas luego de que se establezca la estrategia de desarrollo a gran escala del campo geotérmico.

Agradecimientos.

Al Fondo Nórdico para el Desarrollo, la empresa LaGeo, UNU-GTP, y la Universidad de El Salvador por ser parte activa del desarrollo geotérmico en América Latina y facilitar la realización de este diplomado en geotermia.

A los Ingenieros Sebastian Villalta, José Luis Henríquez, y Álvaro Flamenco, por su valiosa colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Referencias Bibliográficas

- Alfaro C., A. A. (2002). *Inventario de Fuentes Termales Naturales en el Parque Nacional Natural de los Nevados. Documento INGEOMINAS*. Bogotá.
- Alfaro, C. (2015). Improvement of Perception of the Geothermal Energy as a Potential Source of Electrical Energy in Colombia, Country Update. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*.
- Bardarson, G. R. (2016). The development of geothermal power projects; The Traditional Large Scale approach vs. The Wellhead Approach. *Proceedings 3rd Iceland Geothermal Conference*.
- Beate B., S. R. (2005). Geothermal Country Update for Ecuador, 2000-2005. . *Proceedings World Geothermal Congress 2005*.
- Beate B., U. M. (2015). Geothermal Country Update for Ecuador 2010-2015. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*.
- Bona, P. M. (2016). Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. *CEPAL*.
- Bona, P., & Coviello, M. F. (2016). *Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur*. Santiago: CEPAL.
- Bruni, S. (2014). *Geotermia: una fuente sostenible de energía*. BID Centro de innovación Energética.
- Castillo, J. (2017). Tipos de plantas Geotérmicas. *Diplomado en Geotermia para América Latina 2017* (pág. 48). San Salvador: LaGeo.
- ESMAP. (2012). *Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation*. Washintong: GRUPO DEL BANCO MUNDIAL.
- Estévez, J. R. (2012). *Geothermal power plant projects in central america: technical and financial feasibility assessment model*. UNU-GTP. Island.
- GDA. (2017). *Geothermal Development Associates*,. Recuperado el 23 de 11 de 2017, de www.gdareno.com: <http://www.gdareno.com/modeling/>
- González-García, J. H.-L. (2015). Nevado Del Ruiz Volcano (Colombia): A 3D Model Combining Geological and Geophysical Information. *Proceedings World Geothermal Congress 2015*.
- INER. (2015). Plan de Líneas de Investigación para el Desarrollo de la Geotermia. *Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables*.

- Kachumo, M. K. (2016). *Financial viability of developing 35 MW of geothermal power at Menengai Field, Kenya. UNU-GTP Report 19*. Islandia.
- Monsalve, M. L. (1998). *Geology of the Well Nereidas 1, Nevado Del Ruiz Volcano, Colombia. Geothermal Resources Council Transactions*, . Islandia.
- Pilicita, M. B. (2016). *A 3D model of the Chachimbiro Geothermal System in Ecuador using Petrel*. Reykjavik: UNU-GTP.
- Termopichincha, C. E. (26 de Junio de 2015). *CELEC EP*. Recuperado el 22 de 11 de 2017, de <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.com>:
<https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/retos-empresariales/proyectos-de-generacion-no-convencional/proyecto-geotermico/chachimbiro>
- UPME, U. d.-E. (2016). *Plan de expansión de referencia generación – transmisión. 2016 – 2030*. 2016: Columbia.